Annual Report 2003

The Public Utilities Board

Manitoba

104-07766/

April 6, 2004

The Honourable Gregory F. Selinger
Minister of Finance
103 Legislative Building
Winnipeg, Manitoba
R3C 0V8

Dear Minister Selinger:

Pursuant to the provisions of Section 109(1) of The Public Utilities Board Act, I am pleased to submit to you the Forty-fourth Annual Report of the Board, pertaining to calendar year 2003.

The utilities regulated by the Board provide vital services to virtually every Manitoba resident and business; the combined revenues of the utilities exceed $3 billion.

I acknowledge Board Staff, Advisors and my fellow Members for their ongoing dedication to the work of the Board. Assisted by the cooperative efforts of the regulated utilities and the interveners representing ratepayer interests at the Board's public hearings, the Board reviews service rates and other matters within its jurisdiction from the perspective of the public interest.

On behalf of the Board, I particularly want to recognize the service of Mr. Gerry Forrest, who retired as Board Chairman on February 6, 2004. Mr. Forrest provided long and distinguishable service to Manitoba, both at the Board (1991 to 2004) and, prior to that, in the Civil Service. We wish him well in his future endeavours.

Sincerely,

Graham F.J. Lane, C.A.
Chairman

TABLE OF CONTENTS

PAGE NUMBER

RESPONSIBILITIES OF THE BOARD 1

BOARD MEMBERS AND STAFF 2

SUMMARY OF BOARD ACTIVITIES – (calendar year 2003)

- Board Meetings 3
- Public Hearing Days 3
- Pre-Hearing Conference Days 3
- Orders Issued 3

FINANCIAL INFORMATION (fiscal year ended March 31, 2003) 4-5

INTERVENER FUNDING 6

Summaries of Calendar Year 2003 Decisions and Operations of the Board:
Extracts of significant Orders issued by the Board in calendar year 2003 with respect to natural gas, electricity and public automobile insurance are included, as well as an overview of other responsibility areas.

NATURAL GAS DISTRIBUTION

- Centra Gas Manitoba Inc. 8
- Gladstone Austin Natural Gas Co-op Ltd. 27
- Swan Valley Gas Corporation 30
- Direct Purchase of Natural Gas 35

PROPANE GAS DISTRIBUTION

- Stittco Utilities Man Ltd. 36

SERVICE DISCONNECTION AND RECONNECTION 38

THE GAS PIPE LINE ACT 41

MANITOBA HYDRO 42

MANITOBA PUBLIC INSURANCE 52

THE MUNICIPAL ACT 58

THE HIGHWAYS PROTECTION ACT 59

THE PREARRANGED FUNERAL SERVICES ACT 60

THE CEMETERIES ACT 61

RESPONSIBILITIES

The Public Utilities Board (the Board) is an independent quasi-judicial body operating pursuant to The Public Utilities Board Act. The Act was enacted in 1959, though the Board has regulated similar services under other legislation since 1912.

During the year under review, the Board was responsible for the regulation of public utilities as defined under *The Public Utilities Board Act*; namely:

Centra Gas Manitoba Inc. (wholly owned by Manitoba Hydro), Stittco Utilities Man Ltd., Gladstone, Austin Natural Gas Co-op Ltd. (now wholly owned by Centra Gas Manitoba Inc.), Swan Valley Gas Corporation, and most water and sewer utilities in the Province.

Pursuant to *The Crown Corporations and Public Review and Accountability Act,* the Board regulates the premiums charged by Manitoba Public Insurance for compulsory auto insurance and related premiums charged on drivers' licences, and Manitoba Hydro's rates for the sale of power.

Other enactments assigning regulatory or adjudicative responsibilities to the Board are:

The Greater Winnipeg Gas Distribution Act
The Gas Allocation Act
The Prearranged Funeral Services Act
The Cemeteries Act
The City of Winnipeg Act (passenger carrier agreements)
The Manitoba Water Services Board Act (Appeals)
The Highways Protection Act (Appeals)

Also, the Board is responsible for the administration of The Gas Pipe Line Act, and authorizes construction and operation of all gas pipe lines in Manitoba. The Board's concern in these matters is safety.

The utilities regulated by the Board had aggregate 2003 revenues in excess of $3 billion, and serve and affect virtually every Manitoba resident and business.

BOARD MEMBERS AND STAFF

Members of the Board:

Graham F. J. Lane, C.A., Chairman*
Robert A. Mayer, Q.C., Vice-Chair
Denyse T. Côté
The Honourable Dr. Leonard Evans
Monica Girouard, C.G.A.
Eric Jorgensen
Dr. Kathi Avery Kinew
Susan Proven, P.H.Ec.
Mario J. Santos, LL.B.

*appointed March 8, 2004

Staff Members:

Officers:

Gerald O. Barron, F.C.G.A, Executive Director and Secretary
Hollis Singh, Associate Secretary

Administrative Staff:

Jo-Donna Williamson, Office Manager
Debra Feuer, Secretary to the Chairman
Brenda Bresch, Administrative Secretary

The Chairman is a full-time appointment and the other Board members are part-time. All Board members are appointed by the Lieutenant Governor in Council.

Board members comprise the membership of panels that hear and subsequently decide upon rate applications and other matters brought before the Board. Board members, staff and advisors are governed by conflict of interest guidelines, to ensure those appearing before the Board obtain unbiased and independent judgments.

The Board relies upon expert advisors from the fields of accounting, actuarial science, engineering and law.

SUMMARY OF BOARD ACTIVITIES

BOARD MEETINGS AND HEARINGS

Board Meetings (primarily decision-making panels)	23
Pre-Hearing Conference Days	2
Public Hearing Days	38
Appeal Hearings:	
Disconnection of Service	7
The Highways Protection Act	6
Natural Gas Brokers	9

Public hearings of the Board are advertised in advance, and attended by representatives of the regulated utilities, interveners and the general public. Organizations, groups and, occasionally, individuals apply to the Board to serve as interveners in utility rate application hearings. Interveners represent the interests of utility rate classes and customers, and present analyses and arguments pertaining to the issues before the Board. Interveners are charged with the responsibility of assisting the Board in its effort to gain a good understanding of the issues before it. The Board may direct the utilities regulated by it to meet the costs incurred by interveners, depending upon the Board's views of the value of the interventions. In awarding costs to interveners, the Board relies upon criteria set out in its draft Rules of Order, along with its judgement with respect to value.

ORDERS ISSUED

During calendar 2003, the Board issued 189 Orders:

Regulated Industry Orders:	
Water and Sewer Utilities	63
Manitoba Hydro	65
Natural Gas and Propane Utilities	23
Service Disconnection & Reconnection	7
Manitoba Public Insurance Corporation	6
Highways Protection Act	8
The Cemeteries Act	5
Natural Gas Broker Appeals by ratepayers	11
The Gas Pipe Line Act	1

Note: Copies of the decisions of The Public Utilities Board of Manitoba are available from the Board's office upon request.

FINANCIAL INFORMATION
Fiscal Year Ended March 31, 2003

Revenue and expenses related to Board operations and Board decisions are recorded in the accounts of the Consolidated Fund and of the utilities regulated by the Board. The Board incurs costs to its own account, and directs the utilities to pay the costs of its advisors and of interveners to its hearings

Levies, Direct and Indirect ($000)

General Board Levies on Manitoba Hydro with respect to:		
a) electricity; and	$ 347	
b) gas operations	782	
		$1,129
Costs of Board Advisors, paid by Manitoba Hydro:		
a) electricity; and	1,006	
b) gas operations	727	
		1,733
Costs of Interveners, paid by Manitoba Hydro:		
a) electricity; and	245	
b) gas operations	370	
		615
Aggregate Board levies on Manitoba Hydro consolidated		3,477
Levies on Manitoba Public Insurance Corporation (MPI), with respect to:		
General Board Levies on MPI	337	
Costs of Board Advisors, paid by MPI	433	
Costs of Interveners, paid by MPI	54	
Aggregate Board levies on MPI		824
Levies on:		
Stittco Utilities Man Ltd.		11
Swan Valley Gas Corporation		3
Fees related to cemetery and funeral related activities		25
Other fees		1
		$4,348

Expenditures, Direct and Indirect ($000)

Direct costs of the Board:		
Rate regulation and safety related costs	$356	
Salaries and Per Diems	463	
General overheads (rent, technology, utilities, etc.)	257	$1,076
Board Advisor Costs, billed to regulated utilities		2,180
Intervener costs billed to regulated utilities		669
Aggregate costs related to Board operations and directions		$3,925

Order No. 38/89 established how the Board recovers its expenditures relating to proceedings before the Board. Order No. 2/94 together with Order-in-Council 142/1994 provide for the Board to recover costs from the major regulated industries including Manitoba Public Insurance, Manitoba Hydro, Centra Gas Manitoba Inc. and Stittco Utilities Man Ltd.

INTERVENER FUNDING

Pursuant to The Public Utilities Board Act and Board Order No. 163/87, the Board may award costs to parties making an intervention in matters before the Board.

These costs are paid directly by the applicant entity.

Details of awards in the calendar year 2003 are as follows:

	Applied for	Granted
Manitoba Public Insurance		
2003 Insurance Rates		
CAC/MSOS[1]	$ 43,458.64	$ 43,458.64
CMMG[3]	$ 10,461.39	$ 10,461.39
Centra Gas Manitoba Inc.		
Primary Gas Sales Rates Effective February 1/03		
CAC/MSOS	$ 3,660.76	$ 3,660.76
Primary Gas Sales Rate Effective May 1, 2003		
CAC/MSOS	$ 3,186.26	$ 3,186.26
2003/04 GRA		
CAC/MSOS	$362,910.96	$362,910.96
Manitoba Hydro		
Integration Activities as a Result of the Acquisition of Centra		
CCEP[3]	$121,781.79	$ 80,461.73
Status Update Filing		
CAC/MSOS	$165,025.68	$165,025.68

[1]Consumers' Association of Canada (Manitoba) Inc./Manitoba Society of Seniors
[2]Coalition of Manitoba Motorcycle Groups Inc.
[3]Canadian Centre for Energy Policy Inc.
Note: other intervenors did not seek an award of costs.

SUMMARIES OF SIGNIFICANT BOARD DECISIONS

2003

NATURAL GAS DISTRIBUTION

The primary supplier of natural gas in Manitoba is Manitoba Hydro, through its wholly owned subsidiary Centra Gas Manitoba Inc. Natural gas is delivered by Hydro throughout the southern portion of the Province, to approximately 100 communities using approximately 8,200 kilometres of pipelines. Hydro forecasts delivering approximately 2.3 billion cubic metres of natural gas through its system annually. Hydro's stated mission is "To provide for the continuance of a supply of energy adequate for the needs of the province, to promote economy and efficiency in the development, generation, transmission, distribution, supply and end-of-use of energy, and to market energy services, within and outside the province." (Manitoba Hydro, Annual Report, 2003)

CENTRA GAS MANITOBA INC.

AN APPLICATION BY CENTRA GAS MANITOBA INC. FOR AN INTERIM ORDER APPROVING PRIMARY GAS SALES RATES TO BE EFFECTIVE FOR ALL GAS CONSUMED ON AND AFTER FEBRUARY 1, 2003 - Order No. 11/03 - January 30, 2003

On December 12, 2002, Centra Gas Manitoba Inc. ("Centra") applied to The Public Utilities Board (the "Board") for approval of interim Primary Gas sales rates and a rate rider to dispose of the estimated January 31, 2003 Primary Gas PGVA to be effective February 1, 2003 and to remain in effect until a further Order of the Board, pursuant to Order 99/01. The requested rates were determined using the November 29, 2002 close forward price strip.

The previously approved Purchase Gas Deferral Account (PGDA) rate rider of $0.0363 per cubic metre was continued in the February 2003 rates.

Centra filed an updated forward price strip with the Board on January 22, 2003 with supporting documentation and a Schedule of Rates to reflect the updates. The price strip for the period from February 1, 2003 to January 31, 2004, based on closing prices at January 20, 2003 without incorporating revised hedging impacts, was $6.684 per Gj compared to the $5.447 per Gj contained in the December 12, 2002 application. This was an increase of approximately 23%, reflective of increases in the commodity market for natural gas.

As a result of hedging transactions based on the updated price strips and placing additional hedges on January 15, 2003, the revised gas costs are shown below:

Date	April 18/02	May 29/02	July 17/02	Oct. 16/02	Jan. 15/03
Type	Collar	Collar	Collar	Collar	Collar
Months	Feb./03-Apr./03	Feb./03 - Apr./03	May/03 - July/03	Aug./03 - Oct./03	Nov./03 - Jan./04
Volumes	4,760,000	3,800,000	7,080,000	7,570,000	8,700,000
Transaction Cost	$0	$0	$0	$0	$0
System Hedge	($4,946,930)	($4,181,640)	($6,927,150)	($4,699,500)	$0
Buy/Sell Hedge	($231,279)	($195,916)	($235,924)	($178,517)	$0
Total Impacts	($5,178,209)	($4,377,556)	($7,163,074)	($4,878,017)	$0
Cumulative Impact	($5,178,209)	($9,555,765)	($16,718,839)	($21,596,856)	($21,596,856)

Centra estimated that the impact of the above transactions would be a decrease of $0.487 per Gj. This to result in a Primary Gas base rate of $0.2264 per cubic metre, compared to the $0.2019 per cubic metre included in the December filing, and the $0.1939 per cubic metre in the existing base rate.

Centra's unit rate riders for the Primary Gas PGVA and PGDA remained unchanged from the December 12 application. Thus, the applied for February 1, 2003 billed Primary Gas Rate using the updated application was $0.2577 per cubic metre, compared to $0.2332 included in the December application and $0.2239 per cubic metre in current rates.

The revised changes to annual natural gas bills of different customer classes that result when the January 20, 2003 forward price curves were incorporated into the rates and reflected in the Table entitled *"Annualized as Billed Customer Impacts"*:

Annualized as Billed Customer Impacts

Customer Class	Bill Increase
Small General Service	8.9% to 9.8%
Large General Service	9.3% to 11.7%
High Volume Firm	11.3% to 12.4%
Mainline	12.1% to 13.4%
Interruptible	12.6% to 13.6%

The 12-month forecast as at January 20, 2003 close was $6.197 per Gj, a 16.2% increase in price. Because of Centra's forecasted positive price management impacts, and lower priced storage gas, the weighted commodity price requested by Centra was $5.860 per Gj, an increase of 9%. After applying supply overhead and compressor fuel costs, and considering Primary Gas PGVA and PGDA

rate riders, the impact for the typical residential consumer was an increase of 9.1% or approximately $108 per year.

The Board approved Centra's February 1, 2003 proposed Schedule of Rates.

The following table illustrates the volatility of gas prices, and the impact on rates. Because factors other than commodity prices, such as the cost of gas in storage and price-hedging, are involved, the impact on rates is not directly related to the gas supply market place.

Date	Commodity Cost	Average Annual Bill for Residential Customers	% Change in Bill
December 1999	$3.003/Gj	$856	Base
August 1, 2000	$5.187/Gj	$993	16.1%
November 1, 2000	$5.894/Gj	$1,123	12.6%
February 1, 2001	$9.251/Gj	$1,381	23.0%
August 1, 2001	$4.614/Gj	$1,233	(10.7%)
November 1, 2001	$4.168/Gj	$1,147	(6.9%)
February 1, 2002	$4.028/Gj	$1,124	(2.0%)
May 1, 2002	$5.094/Gj	$1,237	10.0%
August 1, 2002	$4.759/Gj	$1,146	(7.4%)
November 1, 2002	$5.024/Gj	$1,194	4.2%
February 1, 2003	$5.860/Gj	$1,302	9.1%

AN ORDER ADDRESSING MOTIONS BY CENTRA GAS MANITOBA INC. AND BY THE CONSUMERS' ASSOCIATION OF CANADA (MANITOBA) INC. AND THE MANITOBA SOCIETY OF SENIORS IN RESPECT OF THE CENTRA GAS MANITOBA INC. GENERAL RATE APPLICATION FOR THE 2003/04 FISCAL YEAR - Order No. 55/03 - April 4, 2003

Centra filed a General Rate Application (GRA) with the Board seeking, amongst other things, approval of new sales rates for supplemental gas, transportation (to Centra), and distribution to customers. The proposed rates were to be effective April 1, 2003, with respect to all natural gas consumed on and after August 1, 2003.

The Consumers' Association of Canada (Manitoba) Inc. and the Manitoba Society of Seniors ("CAC/MSOS") applied for and were granted intervenor status The Board issued procedural Order 9/03, dated January 22, 2003, providing a timetable for the orderly exchange of information and evidence among the parties. Both Centra and CAC/MSOS filed Motions with the Board.

Centra sought a Board Order to strike the evidence of John D. Todd, filed in the above noted Application, and a decision by the Board to decline to admit evidence in respect of "Comments on the Future Regulatory Methodology" and related matters at the

hearing of the above noted Application.

CAC/MSOS opposed Centra's Motion and maintained its evidence was relevant to matters before the Board, and should not be struck.

CAC/MSOS sought an Order a) compelling Centra to provide answers and produce certain documents, b) compelling Centra to produce any interim report(s) prepared in connection with the Blank Page Analysis and, c) direction that the Board will admit evidence in respect of future regulation and related matters at the hearing of the above noted Application.

Centra opposed CAC/MSOS' requests for information, opining that the information was not being relevant to the GRA. Centra also maintained that CAC/MSOS's requested report did not belong to Centra, but was prepared by Manitoba Hydro for its Minister and was not intended for public review. The respective motions of both Centra and CAC/MSOS were denied by the Board.

AN APPLICATION BY CENTRA GAS MANITOBA INC. FOR AN INTERIM ORDER APPROVING PRIMARY GAS SALES RATES TO BE EFFECTIVE FOR ALL GAS CONSUMED ON AND AFTER MAY 1, 2003 - Order No. 73/03 - May 1, 2003

On March 19, 2003, Centra applied to the Board for approval of interim Primary Gas sales rates, and a rate rider to dispose of the estimated April 30, 2003 Primary Gas PGVA. Centra sought that these rates be effective May 1, 2003 and remain in effect until a further Order of the Board, pursuant to Order 99/01. The requested rates were determined using the March 7, 2003 close forward price strip. The previously approved PGDA rate rider of $0.0363 per cubic metre was to be continued in the May 1, 2003 rates.

Centra filed an updated forward price strip with the Board on April 22, 2003 with supporting documentation and a Schedule of Rates to reflect the updates. The price strip for the period from May 1, 2003 to April 30, 2004, was based on closing prices at April 9, 2003 without incorporating revised hedging impacts, and was for $6.617 per Gj compared to the $7.462 per Gj contained in the March 19, 2003 application; this reflective of then-recent decreases in the commodity market for natural gas.

Centra revised the gas costs from those reported in the initial application as a result of its hedging transactions (based on the updated price strips) and its placing of additional hedges on January 15, 2003, as shown below.

Date	July 17, 2002	October 16, 2002	January, 2003
Type	Collar	Collar	Collar
Months	May 03 - July 03	Aug. 03 - Oct. 03	Nov. 03 - Jan. 04
Volumes	7,080,000	7,570,000	8,700,000
Transaction Cost	$0	$0	$0
System Hedge	($8,128,030)	($6,363,320)	$0
Buy/Sell Hedge	($275,475)	($238,322)	$0
Total Impacts	($8,403,505)	($6,601,642)	$0
Cumulative Impact	($8,403,505)	($15,005,147)	($15,005,147)

Centra revised the estimated impact of the above transactions, estimated to be a decrease of $0.338 per Gj.

Using the 100% inclusion rate, and fuel, overhead and storage gas costs would result in a Primary Gas base rate of $0.2290 per cubic metre, compared to the $0.2418 per cubic metre included in the March filing and the $0.2264 per cubic metre in the existing base rate.

Centra's unit rate riders for the Primary Gas PGVA and PGDA remained unchanged from the March 19 application. Thus, the applied for May 1, 2003 billed Primary Gas Rate using the updated application was $0.2648 per cubic metre, compared to $0.2776 included in the March application and $0.2577 per cubic metre in the then-current rates.

The following table details the revised changes to annual natural gas bills of different customer classes that resulted when the April 9, 2003 forward price curves were incorporated into the rates.

Annualized as Billed Customer Impacts

Customer Class	Bill Increase
SGS	1.7% to 1.8%
LGS	1.7% to 2.1%
HVF	2.1% to 2.3%
Mainline	2.2% to 2.4%
Interruptible	2.3% to 2.5%

The Board was of the view that the request by Centra properly reflected the current commodity market price and market circumstances and therefore approved Centra's May 1, 2003 Schedule of Rates.

AN APPLICATION FOR AN INTERIM EX PARTE ORDER OF THE BOARD APPROVING A FINANCIAL FEASIBILITY TEST FOR THE EXTENSION OF NATURAL GAS SERVICE TO ONE CUSTOMER LOCATED WITHIN THE RURAL MUNICIPALITY OF WOODLANDS - Order No. 79/03 - May 13, 2003

On April 29, 2003 Centra applied to the Board for interim ex-parte approval of a financial feasibility test for expansion of Centra's distribution system to serve one customer within the Woodlands franchise area, on its own behalf and on behalf of Woodlands.

The phase one estimated annual consumption of 12,011 cubic metres was based on the equipment-input method. Phase two consumption was estimated to be 1,725 cubic metres, based on the square footage of the proposed facility Centra states that there are no other potential customers along the route of the proposed main extension.

Centra proposed to provide service to the customer by tapping into Centra's existing 60.3-mm polyethylene distribution pipe. A new 60.3-mm polyethylene pipe was to be installed for a distance of approximately 1,050 metres in a south-easterly direction, connected to the customer's facilities as required.

Centra estimated capital costs for the project to be $18,323, to be spent in the first year.

The feasibility test results indicated a positive 30-year NPV of $76, and the R/C ratio did not fall below 1.0 after the fifth year. Centra was to complete a "true-up" calculation at the end of the fifth year to determine if any refund of the customer contribution is to be required. The results flowing from the feasibility test indicated that the R/C ratio in year five of the project was 1.0, meeting the 30-year NPV test criteria. Additionally, the customer's contribution of $13,828 as determined by the feasibility test had already been collected by Centra.

The Board was satisfied, on a prima facie basis, that revenue, cost estimates and required customer contributions were reasonable, and that the Board's expansion criteria had been properly met; the Board approved Centra's application.

A GENERAL RATE APPLICATION BY CENTRA GAS MANITOBA INC. FOR AN ORDER APPROVING SUPPLEMENTAL GAS, TRANSPORTATION TO CENTRA AND DISTRIBUTION TO CUSTOMER SALES RATES TO BE EFFECTIVE APRIL 1, 2003 FOR ALL GAS CONSUMED ON AND AFTER AUGUST 1, 2003, AND OTHER MATTERS - Order No. 118/03 - July 29, 2003

Centra applied to the Board for approval of Rate Base, Rate of Return and sales rates based on a 2003/04 future Test Year. This for supplemental gas, transportation to Centra and distribution to customers sales rates, and to be effective April 1, 2003 for all gas consumed on or after August 1, 2003. Centra also sought approval of a number of other matters. A public hearing was held from May 20 to June 5, 2003. This was

Centra's first GRA since the acquisition of Centra by Manitoba Hydro ("Hydro") on July 31, 1999.

Plant In Service

Centra's net plant in service had increased from $273.1 million approved in 1998 to $344.6 million requested for the 2003/04 Test Year. The majority of the additions to plant related to rural expansion, system load growth and distribution system upgrades. Except for approximately $1 million in expenditures related to two system extension projects, and the incremental costs related to extending gas service to the inactive CanAgra plant in Ste. Agathe, which expenditures the Board directed to remain in Construction Work-in-Progress ("CWIP") until final disposition by the Board at a future date, the Board approved all net additions to plant as additions to Rate Base. The Board also approved a) changes to depreciation rates as a result of an updated depreciation study, and b) changes to depreciation methodologies.

Gas Costs

The Board approved 2002/03 gas costs, based on the June 3, 2003 update, noting that in large part, non-primary gas costs were dictated by market forces and nationally and internationally regulated transportation and storage tariffs. The Board also approved the recovery of $5.6 million in deferral account balances based on the June 3, 2003 update, to be recovered by way of a rate rider over a 12-month period commencing August 1, 2003.

The Board approved the 2003/04 forecasted non-primary gas costs of $90.3 million in Revenue Requirement, based on the April 9, 2003 forward price strip. In addition to the forecast commodity costs, estimates were based on terms and conditions and pricing structures contained in Centra's supply contract, its various existing transportation and storage arrangements and tolls. Differences between estimated and actual 2003/04 costs were to accumulate in the appropriate deferral accounts commencing April 1, 2003.

Cost of Operations

The Board accepted Cenra's forecast cost of operations of $49.3 million for 2003/04, noting that because of synergistic benefits resulting from Centra's acquisition by Hydro cost of operations has increased only marginally from the $48.7 million previously approved by the Board in Order 79/98.

Income Taxes

The Board approved Centra's request to vary Order 208/02 to amortize the remaining balance of the one-time tax liability of $46 million, based on a 30-year amortization period. An income tax liability that originally totalled $58.5 million was the result of Centra becoming a non-taxable entity at the time of the acquisition of Centra by Hydro in July 1999. The Board directed Centra to remove the unamortized balance of the one-time tax liability of $46 million from its Rate Base, and treat this amount as a deferral account to attract carrying costs at the approved overall rate of return.

Synergy Benefit Transfer

The Board approved a synergy benefit transfer of $3 million from Centra to Hydro be included in Revenue Requirement, this to partially offset the costs incurred by Hydro related to the acquisition and integration of Centra. The Board viewed this transfer as a transitional matter and expected Hydro to realize additional savings from the acquisition in the future to eliminate the need for any synergy benefit transfer amount at the time of the next GRA.

Rate of Return

In 1995 the Board established a formula to calculate a reasonable Return on Equity for Centra. The Board accepted the continuation of the proposed formula. However the Board denied Centra's request to modify the capital structure used in the Rate of Return calculation. The Board approved a Return on Equity of 9.56%, directing Centra to file a revised calculation of overall Rate of Return based on actual capitalization, expected to be in the range of 7.96%.

Other Matters

The Board confirmed as final Board Orders 79/02, 84/02, 135/02, 136/02, 188/02, and 11/03. The Board accepted Centra's proposal to introduce two new customer classes: the Co-operative Class and the Power Station Class.

The Board also directed Centra to establish a more regular schedule for periodic rate reviews, and not to exceed three years between hearings even if no rate changes is to be sought. In the Board's view, this timeframe will improve the efficiency, effectiveness and timeliness of the regulatory process.

Revenue Requirement, Rates and Customer Bill Impacts

The Board directed Centra to file an updated schedule of Rate Base, Rate of Return, Revenue Requirement, rates and customer rate impacts, all to reflect the decisions set out in the Order. The resulting rates and customer bill rate impacts are to be dealt with in a subsequent Order of the Board.

AN APPLICATION BY CENTRA GAS MANITOBA INC. FOR AN INTERIM ORDER APPROVING PRIMARY GAS SALES RATES TO BE EFFECTIVE FOR ALL GAS CONSUMED ON AND AFTER AUGUST 1, 2003 - Order No. 119/03 - July 29, 2003

On June 25, 2003, Centra applied to the Board for approval of interim Primary Gas sales rates and a rate rider to dispose of the estimated July 31, 2003 Primary Gas PGVA to be effective August 1, 2003, pursuant to Order 99/01. The requested rates were determined using the June 9, 2003 forward price strip. The previously approved PGDA rate rider of $0.0363 per cubic metre was to be discontinued effective August 1, 2003. Centra forecast that the residual balance of the PGDA at July 31, 2003 would be $1,920,854, and that this balance would form part of the Primary Gas PGVA at August 1, 2003.

In the GRA, Centra applied for approval of the establishment of a Capital Tax Deferral

Account related to the PGDA balance of $878,008 for 2001/02 and 2002/03. Centra also requested that the balance, net of the transfer to the Distribution PGVA, of $874,139, be included as part of the Primary Gas PGVA.

Pursuant to Board requirements, Centra filed an update to its initial application on July 23, 2003, utilizing the July 16, 2003 forward price strip.

The requested rates reflected all cost of gas aspects of the gas supply contractual arrangements with Nexen Marketing ("Nexen"). The Term Factor, pursuant to the Nexen Contract was 0.5% from November 1, 2002 to October 31, 2003, and was to be eliminated effective November 1, 2003. The Nova AECO to Empress toll reflected the most recent forecast for this 12-month period from August 1, 2003 to July 31, 2004. The AECO/Empress basis differential was that approved by the National Energy Board effective January 31, 2003. The Primary Gas Rate Rider was calculated on forecast 12-month system and Buy/Sell volumes up to October 31, 2003. The July 23 revision included minor changes to the AECO/Empress basis differential to reflect current tolls.

As well, commencing on October 16, 2002, Centra placed price hedges on three separate occasions in the form of costless collars on volumes of approximately 24.78 million Gj. Centra's purpose for conducting hedge transactions was to provide some measure of protection for consumers for natural gas commodity price volatility. Effective October 31, 2003, Buy/Sell arrangements were to be eliminated, there were no hedging impacts on Buy/Sell volumes after that date. Subsequent to the June 25 application, Centra conducted hedging transactions on July 8 and July 9, 2003. The details of these two transactions, as well as the most recent results of the previous transactions were included in Centra's July 25 update.

The mark-to-market results forecast in Centra's June 25 application, as updated on July 23, were:

July 22 Update

Date	Oct. 16, 2002	Jan. 15, 2003	April 16, 2003	July 8, 2003	July 9, 2003
Type	Collar	Collar	Collar	Collar	Collar
Months	Aug. 03-Oct. 03	Nov. 03-Jan. 04	Feb. 04-April 04	Mar. 04-July 04	Mar. 04-July 04
Volumes	7,570,000	8,700,000	8,510,000	3,770,000	3,770,000
Transaction Cost	$0	$0	$0	$0	$0
System Hedge	($104,218)	$1,345,225	$3,627,800	$396,813	$490,113
Buy/Sell Hedge	($3,418)	$0	$0	$0	$0
Total Impacts	($107,636)	$1,345,225	$3,627,800	$396,813	$490,113
Cumulative Impact	($107,636)	$1,237,589	$4,865,389	$5,262,202	$5,752,315

The following table summarizes the various cost components used by Centra to determine Primary Gas Base Rates and Primary Gas billed Rates relative to the June 25, 2003 application and the July 23, 2003 application update, and compares the forecast to the costs used to determine the May 1, 2003 Primary Gas Base and Billed Rates.

Component	May 1, 2003	June 25 Application	July 23 Update
Date of Strip	April 9, 2003	June 9, 2003	July 16, 2003
12 Month Price	$6.617/Gj	$7.337/Gj	$6.092/Gj
Hedge Impacts	($15,055,147)	($18,287,248)	$5,752,315
Unit Hedge Impact	($0.3380/Gj)	($0.4540/Gj)	$0.1430/Gj
Western Supply Price	$6.279/Gj	$6.883/Gj	$6.235/Gj
Storage Gas Price	$4.127/Gj	$4.127/Gj	$4.127/Gj
Weighted Gas Cost	$5.928/Gj	$6.389/Gj	$5.857/Gj
Weighted Gas Cost	$0.2241/cm	$0.2415/cm	$0.2214/cm
Base Primary Rate	$0.2290/cm	$0.2478/cm	$0.2268/cm
PGVA Amount	($706,577)	($7,059,777)	($7,059,777)
PGVA Rider	$0.0005/cm	($0.0055/cm)	($0.0055/cm)
PDGA Rider	$0.0360/cm	$0.0000	$0.0000
Total Billed Rate	$0.2658/cm	$0.2423/cm	$0.2213/cm

The Board allowed the treatment of the PGDA as requested by Centra, and allowed Centra's requests with respect to the Capital Tax Deferral Account and the collection of the balance in this account through the Primary Gas PGVA mechanism. The Board opined that the request by the Centra properly reflected the current commodity market price, and approved the Application.

Although the annual natural gas bills for all different customer classes would have decreased because of the August 1, 2003 Primary Gas Billed Sales Rate, and the removal of the PGDA Rate Rider, the Board expected that the August 1, 2003 rates for Supplemental Gas, Transportation and Distribution would increase.

The August 1, 2003 average annual bill and percent change in the bill would be shown in a future Order of the Board.

CENTRA GAS MANITOBA INC. APPLICATION FOR AN INTERIM EX-PARTE ORDER OF THE BOARD AUTHORIZING AND APPROVING AN AMENDMENT TO THE EXISTING FRANCHISE AGREEMENT BETWEEN CENTRA AND THE RURAL MUNICIPALITY OF ROCKWOOD - Order No. 120/03 - July 29, 2003

On July 23, 2003 Centra applied to the Board for interim ex-parte approval and authorization of an amendment to the

existing franchise agreement between Centra and the Rural Municipality of Rockwood ("Rockwood") to enable the installation of a natural gas service for one residential customer within the expanded franchise area. Centra had a franchise agreement with Rockwood covering a portion of the Municipality. Centra was requested to extend natural gas service by a homeowner located in SE ¼ of Section 28, Township 16, Range 2 EPM, located adjacent to the existing distribution main serving the Town of Teulon. Centra requested a franchise for the entire quarter section, as the alternative was to apply for approval of franchises on a lot by lot basis, in Centra's view not practical.

The customer was to be served by the installation of a 26.7-mm service line and an appropriate meter set. There was no requirement for any other capital upgrade as a result of this service installation.

Pursuant to the requirements of Order 95/00, dated July 5, 2000, the customer had paid a $500 Residential Connection fee. Additionally, the customer had paid an Excess Footage Charge of $1,108.96 for 232 metres in accordance with Centra's Terms and Conditions of Service.

The Board agreed that franchise application on a lot-by-lot basis was not practical and that amending a franchise agreement to encompass a quarter section, even if to serve only one customer, was reasonable. The Board was satisfied that the Connections Fees and Excess Footage Charges were appropriate, and in accordance with existing requirements.

AN APPLICATION BY CENTRA GAS MANITOBA INC. FOR AN INTERIM EX PARTE ORDER OF THE BOARD: 1. AUTHORIZING AND APPROVING A FRANCHISE AGREEMENT BETWEEN CENTRA AND THE RURAL MUNICIPALITY OF HAMIOTA; 2. APPROVING THE FINANCIAL FEASIBILITY TEST FOR THE EXPANSION OF NATURAL GAS TO SERVICE ONE COMMERCIAL CUSTOMER WITHIN THE EXPANDED FRANCHISE AREA - Order No. 121/03 - July 29, 2003

On July 3, 2003 Centra applied to the Board for interim ex parte approval and authorization of a franchise agreement between Centra and the Rural Municipality of Hamiota ("RM"), and interim ex parte approval of the financial feasibility test for expansion of Centra's distribution system to serve one commercial customer within the expanded franchise area.

Centra has a franchise agreement with the Town of Hamiota, which is located in the RM. Centra was requested to extend natural gas service to a commercial establishment located in NW ¼, Section 32, Township 13, Range 23 WPM. In order to service this customer a franchise was also required for NW ¼, Section 5, Township 14, Range 23 WPM.

Centra was requested to provide service by the fall of 2002, with an anticipated in-service date of August 2003. The estimated annual consumption was 17,336 cubic metres. Centra proposed to provide service to the customer by extending Centra's existing 60.3-mm transmission line supplying the

Town of Hamiota. This line runs north south through the customer's property on Centra's easement. A pressure reducing farm tap was to be installed to the existing transmission pipeline to supply a 60.3 mm (NPS 2") polyethylene main extension, to be installed along the north side of the road allowance in SW ¼, Section 5, Township 14, Range 23 WPM. As this main extension is less than 10 km, it did not require environmental approval pursuant to *The Manitoba Environmental Act (Manitoba), Regulation 164/88, and there were* no additional capital costs required to provide service to the existing farm customer.

Estimated capital costs for the project were $23,882, including the installation of a farm tap, distribution line, and a service and meter set.

Centra submitted that the Board approved 30-year net present value ("NPV") test resulted in a required customer contribution of $18,773. With this contribution, the project would generate the required revenue to cost ("R/C") ratio of 1.0 by the fifth year, and did not fall below 1.0 for the duration of the project. Centra's capital contribution to this project was estimated to be $5,109. Centra had received a $10,000 contribution from the customer, and stated that the balance would be received upon Board approval of this application.

The Board was satisfied that this application was filed in a manner consistent with the Board's requirement to have system extension applications supported by the approved feasibility test.

The Board reviewed the system designs and capital costs and was satisfied that the system design was adequate and the costs were reasonable, as were other feasibility test costs and revenues. The Board approved the application on an interim ex-parte basis.

AN ORDER APPROVING CENTRA GAS MANITOBA INC.'S SALES RATES, PURSUANT TO BOARD ORDERS 118/03 AND 119/03 TO BE EFFECTIVE FOR ALL NATURAL GAS CONSUMED ON AND AFTER AUGUST 1, 2003 - Order No. 125/03 - August 6, 2003

The Board issued Order 118/03, dated July 29, 2003 related to Centra's GRA for the 2003/04 test year. Centra was directed to refile a series of schedules, including base and billed rate schedules to recover all costs other than Primary Gas costs, to reflect Board decisions. Billed rates, other than for Primary Gas, were effective for all gas consumed on and after April 1, 2003 and were implemented on August 1, 2003. A rate rider was required to recover the incremental revenue for the cost components from April 1, 2003 to July 31, 2003.

In addition to the GRA, Centra submitted a separate application requesting a new Primary Gas Rate to be effective for all gas consumed on and after August 1, 2003. The Board reviewed this application and issued Order 119/03, also dated July 29, 2003, approving the Primary Gas Base Rate. Additionally, the Board approved the Primary Gas Billed Rate that consisted of the Base Rate as well as the impacts of recovering

the July 31, 2003 PGVA balance over the ensuing 12 month period, and the scheduled removal of the Primary Gas Deferral Account ("PGDA") Rate Rider. The PGDA rate rider was implemented on August 1, 2001 and was to remain in effect for 24 months.

In Order 118/03, the Board instructed Centra to calculate and file the impact of the August 1, 2003 rates on all Customer Classes incorporating all Board decisions pursuant to Orders 118/03 and 119/03.

Applying the directives in Order 118/03 resulted in a reduction in rate base of $47,943,000.

In Order 118/03, the Board directed Centra to recalculate the Overall Rate of Return using actual capitalization at March 31, 2003 and forecast capitalization at March 31, 2004. This change decreased the overall return to 8.1% from the 8.28% originally requested.

The above resulted in a Revenue Requirement of $521,659,400.

Centra applied the cost allocation methodology and rate design approved by the Board in Order 118/03 to the revised Rate Base and Revenue Requirement filed on August 1, 2003.

The rate riders included recovery of March 31, 2003 (together with carrying costs to July 31, 2003) non-Primary Gas PGVA and other gas cost deferral account balances as filed by Centra on June 3, 2003 (Exhibit #40) in the amount of approximately $5.6 million. Of this amount, Centra had requested, and in Order 118/03 the Board approved, a transfer of $874,837 from this amount to the Primary Gas PGVA. Consequently the amount to be recovered over the ensuing 12 months through the non-Primary Gas rate rider is $4,729,826.

The Primary Gas rate rider, approved in Order 119/03 includes the effects of removing the PGDA rider, and the recovery of the July 31, 2003 Primary Gas PGVA balance over the ensuing 12 months. The Board also approved a Primary Gas Overhead amount of $1.48 per Gj in Order 118/03, which is included in the August 1, 2003 Primary Gas Rate.

Additionally, Centra recalculated the rate delay rider to recover foregone revenue of $56,307 because the revised GRA rates were not implemented until August 1, 2003. This Rate rider will be recovered in the Distribution rate for all customer classes, except for the Power Station and the Co-operative Customer Classes, where the rate rider is reflected in the Basic Monthly Charge.

The following Table indicates the range of billed rate impacts on annual customer bills for the various customer classes in respect of both the GRA filing pursuant to Order 118/03, and the August 1 Primary Gas Rate pursuant to Order 119/03.

Customer Class	Range of Annual Impacts
SGC	(5.8%) to (6.3%)
LGC	(6.1%) to (7.5%)
HVF	(5.2%) to (7.4%)
Co-op	(10.2%) to (11.3%)
Mainline	(5.6%) to (6.6%)
Special Contracts	106.3%
Power Stations	(57.8%)
Interruptible	0.7% to 1.1%

The typical residential customer's annual bill decreased by approximately 5.9% which equates to $77.

The Board reviewed all material filed by Centra on August 1, 2003, pursuant to the directives in Orders 118/03 and 119/03 and approved the rate schedules as submitted by Centra for rates to become effective for all gas consumed on and after August 1, 2003.

AN ORDER TO RESCIND VARIOUS BOARD ORDERS RELATING TO THE UNIFORM CLASSIFICATION OF ACCOUNTS FOR GAS UTILITIES - Order No. 140/03 - September 30, 2003

The Board issued Order 234/60 relating to the use of the Canadian Gas Association Uniform Classification of Accounts for Gas Distribution Companies.

Amendments and updates to Order 234/60 were included in Orders 16/61, 47/61 and 61/70 dated January 17, 1961, March 15, 1961 and June 8, 1970, respectively.

With advances in accounting technology, gas utilities have modernized their account classifications based on current regulatory and financial reporting needs. In addition, the Uniform Classification of Accounts for Gas Distribution Companies is no longer maintained by The Canadian Gas Association. The Board therefore determined that gas utilities under its jurisdiction should no longer be required to use the Uniform Classification of Accounts as previously directed.

APPLICATION BY CENTRA GAS MANITOBA INC. FOR AN INTERIM ORDER TO VARY THE PROCESS AND MINIMUM FILING REQUIREMENTS FOR THE RATE SETTING METHODOLOGY ESTABLISHED IN BOARD ORDERS 55/00, 115/00 AND 99/01 - Order No. 143/03 - October 3, 2003

Since 1999, Centra's sales rates have been "unbundled" such that customer bills now show separate rates for:

(i) Primary Gas
(ii) Supplementary Gas
(iii) Transportation to Centra
(iv) Distribution by Centra
(v) Basic Monthly Charges

Primary Gas rates are for natural gas received by Centra from Western Canadian sources at the Alberta border.

In Board Order 55/00, dated April 14, 2000,

a Rate Setting Methodology ("RSM") was established to adjust Centra's Primary Gas rates quarterly, on November 1, February 1, May 1 and August 1 to reflect:

(a) 50% of the difference between the current 12 month forward price for Western Canadian supplies (weighted for the cost of gas in storage) and the cost of Primary Gas embedded in the current approved rates; plus
(b) the disposition of the balance in the Primary Gas Purchased Gas Variance Account ("PGVA") over a twelve month period.

The Board established Minimum Filing Requirements for the quarterly Primary Gas rate applications, including schedules and calculations to reflect 25%, 75% and 100% of the change in the forward price curve, in addition to the 50% adjustment factor in the approved RSM.

Subsequent decisions of the Board resulted in refinements and revisions to the RSM and process. In Board Order 115/00, dated July 31, 2000, Centra was requested to file an updated forward price strip ten days prior to the commencement of the gas quarter to provide the Board and all parties with more current information on gas prices. In Order 99/01, dated July 15, 2001, the Board determined that to be more responsive to market prices, the RSM be changed to have Primary Gas rates reflect 100% of the difference between the current 12 month forward price for Western Canadian supplies (weighted for the cost of gas in storage) and the cost of Primary Gas embedded in the approved sales rate.

Centra applied to vary the process, and Minimum Filing Requirements, for the RSM. Specifically Centra sought to avoid the filing of a quarterly Primary Gas rate application and then having to update the rate based on more current data shortly before the commencement of the gas quarter. To avoid confusion for customers, Centra requested approval to file its Primary Gas quarterly rate application during the month before the proposed implementation date. Centra's application would be based on forward price information calculated early in the month preceding the quarterly rate implementation date. There would be no updated forward price information calculated as there would be insufficient time to provide notice to customers should that information differ from the forward price information on which the quarterly rate application was initially based.

A second aspect of Centra's Application recognized that Primary Gas quarterly rates are now set using a 100% adjustment factor and therefore, Centra requested the elimination of the Minimum Filing Requirement of having to provide 25%, 50% and 75% adjustment scenarios.

In Order 55/00, and when initially establishing an RSM to determine Primary Gas rates, the Board indicated that since it was a new process, it would be implemented on a trial basis.

The present RSM process often results in differences between rates contained in Centra's initial application and the rates approved based on a subsequently filed updated price calculation. Because the public notice is based on Centra's initial application

and the rates ultimately approved may be based on subsequently filed updated price calculations, this process may create confusion for natural gas customers.

In an attempt to avoid any such confusion, the Board varied the RSM process such that Centra is required to calculate the forward price for Western Canadian supplies (weighted for the cost of gas in storage) during the first week of the month preceding the new gas year quarter.

By performing that calculation early in the month preceding the commencement of the next gas year quarter, Centra will be able to file its application for new Primary Gas rates with the Board in sufficient time to permit public notice and at least one week for the public and intervenors to comment on the proposed rates.

In an effort to remain flexible, the Board did not fix a specific date for the calculation of the forward price of natural gas, or for the filing of its Primary Gas quarterly rate application. Rather, the Board expects Centra and all parties to efficiently implement the revision for the benefit of all gas consumers such that there is at least one week following public notice during which consumers and other stakeholders are given an opportunity to comment.

The Board discontinued the requirement for Centra to file supporting schedules and calculations to reflect 25%, 50% and 75% adjustments.

AN APPLICATION BY CENTRA GAS MANITOBA INC. FOR AN INTERIM EX PARTE ORDER APPROVING PRIMARY GAS SALES RATES TO BE EFFECTIVE FOR ALL GAS CONSUMED ON AND AFTER NOVEMBER 1, 2003 - Order No. 161/03 - October 30, 2003

On October 8, 2003, Centra applied to the Board for approval of interim Primary Gas sales rates and a rate rider to dispose of the estimated October 31, 2003 Primary Gas PGVA to be effective November 1, 2003, in accordance with the approved revised RSM process. The requested rates were determined using the October 1, 2003 forward price strip.

A public notice outlining this application, published in various newspapers commencing on October 18, 2003, invited interested parties to make comments respecting this application to the Board by October 29, 2003. The Board did not receive any comments regarding this application.

The following table summarizes the various cost components used by Centra to determine Primary Gas Base Rates and Billed Rates and compares the forecast to the costs used to determine the August 1, 2003 Rates.

Component	Existing Rates August 1, 2003	Requested Rates November 1, 2003
Date of Forward Price Strip	July 16, 2003	October 1, 2003
12 Month Forward Price	$6.0920/Gj	$5.5540/Gj
Estimated Price Management Impact ($/Gj)	$0.1430/Gj	$0.4140/Gj
Western Supply Price	$6.2350/Gj	$5.9680/Gj
Storage Gas Price	$4.1270/Gj	$6.1620/Gj
Weighted Gas Cost	$5.8570/Gj	$6.0030/Gj
Rates per cubic metre	$0.2214/$m^3$	$0.2269/$m^3$
Base Primary Rate	$0.2268/$m^3$	$0.2320/$m^3$
PGVA Rider ($/$m^3$)	($0.0055/$m^3$)	$0.0012/$m^3$
Total Billed Rate	$0.2213/$m^3$	$0.2332/$m^3$

A number of factors impact Primary Gas Rates. The western supply price of $5.9680/Gj reflected the current gas supply contract with Nexen Marketing, including the elimination of the 0.5% term factor effective November 1, 2003 that was applied during the previous year. Estimated negative mark-to-market price management results of $0.4140/Gj or $16.7 million have been included in the Primary Gas Rates. These estimated costs resulted from the placement of cashless collars on volumes of approximately 24.75 million Gj. The cost of gas in storage, projected to be $6.125/Gj, significantly increased from the previous quarter cost of $4.1270/Gj due to the total depletion of primary gas in storage as of March 31, 2003.

A PGVA balance is created when primary gas costs differ from the revenues provided by customers. The PGVA Rate Rider of $0.0012/$m^3$ reflected a PGVA balance of $1,561,738 owing to Centra.

The resulting total billed rate, effective November 1, 2003, was $0.2332/$m^3$, which compares to the billed rate for the previous quarter of $0.2213/$m^3$.

The following table illustrates the increases to annual natural gas bills of different customer classes as a result of this application. These impacts were based on the existing August 1, 2003 rates for Primary Gas, Supplemental Gas, Transportation and Distribution.

Annualized as Billed Customer Impacts

Customer Class	Range of Impacts
SGS	3.0% to 3.2%
LGS	3.1% to 3.9%
HVF	3.7% to 4.1%
Co-op	3.9% to 4.0%
Mainline	3.9% to 4.3%
Interruptible	3.9% to 4.2%

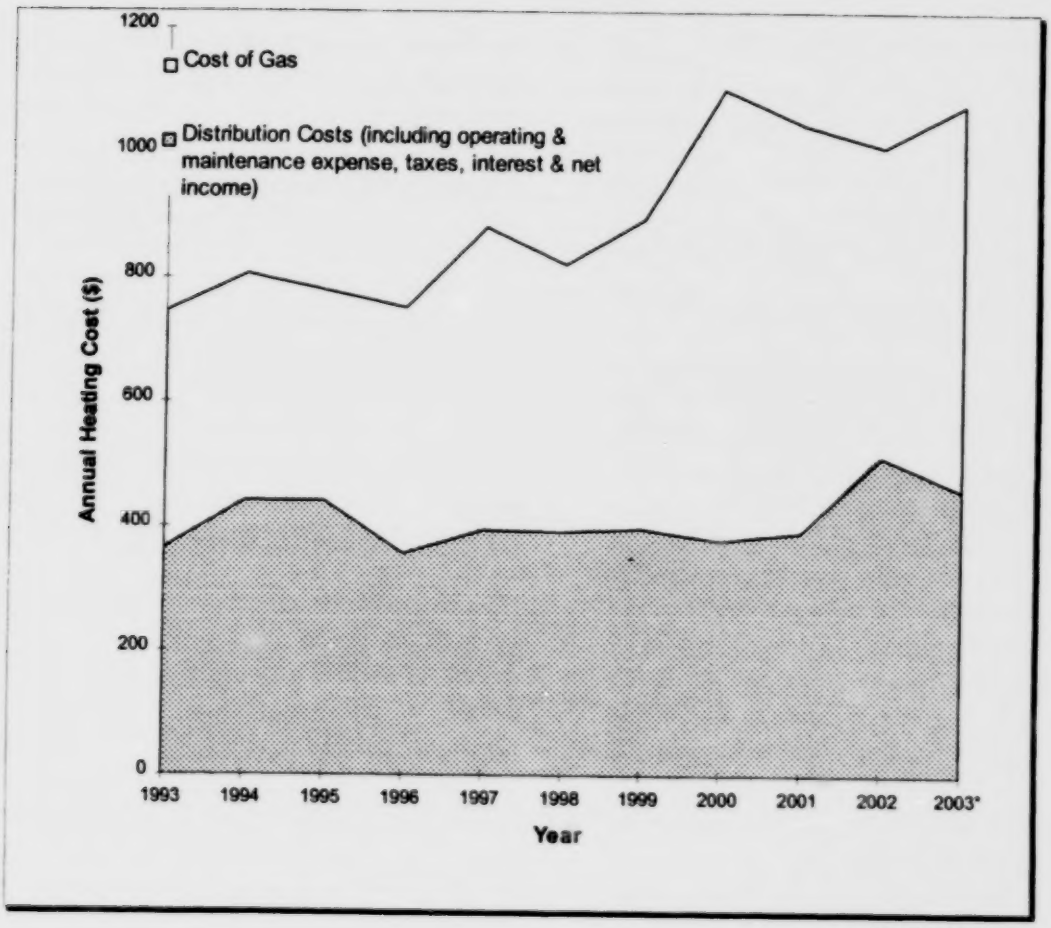
The average residential consumer would realize an increase in annual heating bills of approximately $36.

The Board was of the view that the request by Centra properly reflects the current commodity market price and circumstances, and the RSM and process previously approved by the Board. The Board approved Centra's November 1, 2003 Schedule of Rates.

The following table illustrates the volatility of the market place, and the impact on resulting rates. Because the RSM considers factors other than commodity prices such as the cost of gas in storage and price-hedging impacts, the volatility is somewhat dampened.

Date	Commodity Cost	Average Annual Bill	% Change in Commodity Cost	% Change Annual in Bill
December, 1999	$3.003/Gj	$840	Base	Base
August 1, 2000	$5.187/Gj	$975	72.7%	16.1%
November 1, 2000	$5.894/Gj	$1,098	13.6%	12.6%
February 1, 2001	$9.251/Gj	$1,350	57.0%	23.0%
August 1, 2001	$4.614/Gj	$1,204	(50.1%)	(10.7%)
November 1, 2001	$4.168/Gj	$1,121	(9.7%)	(6.9%)
February 1, 2002	$4.028/Gj	$1,099	(3.4%)	(2.0%)
May 1, 2002	$5.094/Gj	$1,209	26.5%	10.0%
August 1, 2002	$4.759/Gj	$1,120	(6.6%)	(7.4%)
November 1, 2002	$5.024/Gj	$1,167	5.6%	4.2%
February 1, 2003	$5.860/Gj	$1,273	16.6%	9.1%
May 1, 2003	$5.928/Gj	$1,295	1.2%	1.7%
August 1, 2003	$5.857/Gj	$1,213	(1.2%)	(6.3%)
November 1, 2003	$6.003/Gj	$1,250	2.5%	3.0%

FIGURE 1



*Estimated

ANNUAL HEATING COST OF AN AVERAGE RESIDENTIAL CUSTOMER USING BASE RATES
(Annualized Basis)
Centra Gas Manitoba Inc.

Based on usage of 3,711m³/year

2003 costs are based on November 1, 2003 billed rates
2002 Costs included $120 for recovery of a purchased gas deferral account

GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP LTD.

In late 2003, Manitoba Hydro's Centra Gas Manitoba Inc. filed an application to acquire Gladstone, Austin Natural Gas Co-op Ltd., with benefits forecast to accrue to ratepayers in the area. The Board approved the sale in February 2004.

AN APPLICATION BY THE GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP LTD. FOR INTERIM EX PARTE APPROVAL OF AN INCREASE IN THE SALES RATE TO BE CHARGED FOR ALL GAS CONSUMED ON AND AFTER FEBRUARY 1, 2003 - Order No. 22/03 - February 19, 2003

On January 24, 2003, Campbell Ryder Engineering Ltd. ("CRE"), acting on behalf of the Co-op, filed an application with the Board to grant ex parte approval for an increase to the Commodity Sales Rate of $1.80/Gj, from $9.95/Gj to $11.75/Gj. The Co-op stated that the increase was required to meet an increase in the price of gas being purchased for re-sale from the $5.25/Gj imbedded in current sales rate to $6.679/Gj. Using the market strip close at January 23, 2003, the delivered gas cost was estimated to increase from the $6.60/Gj reflected in current sales rate to approximately $8.00/Gj over the 2002/03 gas year, from November 1, 2002 to October 31, 2003.

The actual PGVA balance at October 31, 2002 was $27,805 owing to the customers. The Co-op submitted that, without a change in rates, the PGVA from November 1, 2002 to October 31, 2003 would accumulate to a balance of approximately $80,500 owing to the Co-op. All else being equal, an increase in the Commodity Sales Rate of $1.80/Gj, effective February 1, 2003, was required to yield a PGVA balance of approximately zero at October 31, 2003. This change represented an increase of approximately 18% over the existing Commodity Sales Rate. The $1.80/Gj increase would recover the estimated 12 month increase in gas costs over the remaining nine months of the gas contract year.

The Co-op proposed advising its customers of the requested changes in rates by way of bill insert to be included with the February mailing. The bill insert would request that interested parties provide comments respecting this application to the Board by February 17, 2003.

The Board had previously expressed the view that sales rates should closely reflect market prices for natural gas, and that rate stability as well as intergenerational equity should also be considered in rate setting. The Board recognized that natural gas prices had increased dramatically since October 2002.

The Board noted that absent any increase in the sales rate, the estimated PGVA balance at October 31, 2003 would be approximately $80,000 owing to the Co-op. The Board considered that allowing the PGVA balance to build up to this level would not be appropriate, and was of the view that the requested rate increase appropriately reflected and balanced the three elements considered important by the Board (i.e. prevailing market prices, rate stability and intergenerational equity). The Board approved the Schedule of Rates applied for.

AN APPLICATION BY THE GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP LTD. FOR APPROVAL OF: 1. A DECREASE IN THE SALES RATE TO BE CHARGED FOR ALL GAS CONSUMED ON AND AFTER NOVEMBER 1, 2003. 2. A CHANGE IN THE RATE SETTING METHODOLOGY TO ALLOW FOR A CHANGE IN SALES RATES EVERY GAS-YEAR QUARTER - Order No. 163/03 - October 31, 2003

On September 30, 2003, CRE, on behalf of the Co-op, filed an application with the Board seeking ex-parte approval for a decrease in the Commodity Sales Rate. The anticipated decrease was $1.47/Gj based on the September 26, 2003 market strip and an estimated zero PGVA balance at October 31, 2004. On October 6, 2003 CRE filed an update to the application using the October 3, 2003 market strip and a zero October 31, 2004 PGVA balance.

The Co-op decided to continue its gas supply arrangement with PremStar for the supply of natural gas for a 12-month period commencing November 1, 2003. The Co-op submitted that entering a fixed price arrangement was not viable because of high market volatility, large premiums necessary to secure a fixed price contract, and a belief that the current market may be over priced. Additionally, the Co-op's small annual throughput failed to attract other vendors and favored the continuation of the existing arrangement. As well, PremStar's management of excess transportation capacity had resulted in a benefit of approximately $19,200 by the Co-op over the past year, and that benefit was expected to continue in the next year.

Based on the pricing mechanism contained in the PremStar Contract and the October 3, 2003 market strip, the Co-op requested a Commodity Sales Rate of $10.33/Gj which was a decrease of $1.42/Gj (12.2%) from the existing rate. The proposed Commodity Sales Rate embeds an estimated natural gas commodity price of $5.921/Gj, pursuant to the Contract with PremStar.

The estimated PGVA balance at October 31, 2003 was $23,344 owing to the customers. The anticipated net revenue from sales of excess transportation capacity was $16,500. The Commodity Sales Rate includes the average annual commodity price payable to PremStar, Transportation to City Gate, a PGVA balance refund and a component of downstream system delivery costs.

The 2003/04 forecast sales volume was 78,630 Gj, which is somewhat less than the 80,123 Gj now projected for 2002/03 and was based on a five year average and consideration of current circumstances. Lower sales volumes were anticipated because of the general state of the current agricultural economy, expectation of limited domestic market growth, and a return to normal sales volumes that were greater than normal in 2002/03.

In addition to the requested rate change for November 1, 2003, the Co-op requested that the Board approve a change in the method of establishing rates. Currently, the Co-op attempts to maintain annual rates, changing every November 1. Because of market volatility and the need to ensure that costs and recoveries are maintained within a

reasonable balance, the Co-op requested that sales rates be changed every gas-year quarter (February 1, May 1, August 1 and November 1).

The proposed method is the same as that used by Centra Gas Manitoba Inc, in respect of Primary Gas rates. The method requires a forecast of gas costs and PGVA balance at the end of every quarter, and rates would reflect the forecast gas costs plus an amount to dispose of any PGVA balance over the next 12 months' annualized volumes. The disposal of the PGVA balance at the end of any quarter would be on a continuous or "rolling" 12-month volumes.

The Board continues to be of the view that sales rate should closely reflect market prices for natural gas, and that rate stability and intergenerational equity should also be considerations in rate setting. The Board also recognizes that natural gas prices have displayed a significant volatility over the past several years. As an example, the Board notes that the February 1, 2003 change in rates represented an increase in gas costs of approximately 25%, while this application was seeking rates that were 12% below the current rate.

The Board was of the view that gas sales forecast, diversion revenues, unit rates and fuel requirements were reasonable. The Board considered the requested Commodity Sales Rate appropriately reflected and balanced the three elements considered to be important by the Board: prevailing market prices, rate stability and intergenerational equity. The Board therefore approved the Schedule of Rates as applied for.

The Board also noted that the Co-op is proposing to adopt the RSM as outlined in Order 143/03, and will approve the proposal.

SWAN VALLEY GAS CORPORATION (SVGC)

SVGC receives its gas from SaskEnergy through the Many Island Pipeline. SVGC has continued with its marketing efforts to attach more customers; marketing activities include town hall meetings, trade show displays, meetings with local businesses, notices in local publications, and incentive coupon packages.

AN APPLICATION BY SWAN VALLEY GAS CORPORATION FOR AN ORDER OF THE BOARD APPROVING: 1. A CHANGE IN GAS PRICING METHODOLOGY; 2. REVISIONS TO THE SASKENERGY - SWAN VALLEY GAS CORPORATION CONTRACT DESCRIPTION OF THE GAS PRICING METHODOLOGY; 3. AN INCREASE IN THE GAS CONSUMPTION CHARGE FOR EACH SALES RATE CLASS - Order No. 90/03 - May 30, 2003

On April 11, 2003 Swan Valley Gas Corporation (SVGC) applied to the Board for interim ex parte approval for a change in the current gas pricing methodology. The proposal is to allow for TEP pricing based on prevailing market prices rather than using SaskEnergy's gas consumption charge as approved by the Saskatchewan regulator ("Saskatchewan"). Additionally, SVGC asked for approval to revise the gas supply contract with SaskEnergy to reflect these changes. The change would increase the gas consumption charge for each rate class by $1.062 per Gj to $6.441 per Gj, and would become effective June 1, 2003.

The Contract stipulates that SVGC would pay SaskEnergy for the commodity cost of gas at a rate as approved from time to time by Saskatchewan and a pro-rata share of downstream (from TEP) transportation and storage costs, based on SVGC's load factor.

The difference between the Saskatchewan approved rate and actual gas costs is accumulated in SaskEnergy's PGVA. When disposition of the SaskEnergy Purchase Gas Variance Account ("PGVA") balance is approved, SVGC would be allocated its share and a rate rider would be imposed on SVGC customers to dispose of the PGVA balance.

Although Saskatchewan approved SaskEnergy's change to the commodity charge on two occasions in 2001, SVGC did not apply for any rate increases to reflect these changes. Current gas costs are greater than the presently approved commodity rate, and SaskEnergy's PGVA balance, owing to SVGC by its customers, was increasing. Existing sales rates reflect a commodity price of $5.379 per Gj, while current commodity prices are much higher and the market forecast was for prices to average over $6.25 per Gj for the balance of 2003 and into the winter of 2004. SVGC estimates that its share of the SaskEnergy PGVA deficit at May 31, 2003 would be $57,000, to be recovered from customers at a future date.

Under the proposed market-based pricing methodology SVGC would establish a commodity rate based on a forward AECO 12-month price strip daily index and would establish an annual rate using this strip. SVGC would not longer be responsible for any of SaskEnergy's PGVA balance, after May 31, 2003. In essence, the change would eliminate the need for SVGC to purchase

natural gas and storage services to balance supply with demand from SaskEnergy's regulated supply. Instead, SVGC would purchase gas needed for its customers and its own internal operations based on the posted AECO daily price, plus the AECO to TEP differential as needed for its customers and its own internal operations.

SVGC submitted that until SaskEnergy commenced recovery of the PGVA balance and aligned its gas costs with current market prices, SVGC's new and developing customer base would send misleading price signals, and that a market based price would be preferable to the existing methodology.

SVGC requests that the fee for the procurement and management of gas supply be increased from $0.03 per Gj to $0.065 per Gj. The requested fee of $0.065 per Gj would yield an annual fee, for the 2003/04 forecast consumption of 46,915 Gj of $3,049.00, which is less than half of the original estimate. SVGC submitted that this fee was reasonable and was the lowest charged by SaskEnergy to any of its customers. The fee reflected factors such as risk to SaskEnergy, recovery of fixed costs, price charged by other marketers, daily volumes and provision of other non-standard services.

SVGC requested that the existing supply contract with SaskEnergy be revised to incorporate the above changes.

Because SVGC is not seeking any change to Basic Monthly Charge or the Delivery Charge, the annual bill impacts for the customer classes are as follows:

Rate Class	Existing Bill $	Proposed Bill $	Increase $	Increase %
Residential	925 – 1,528	1,006 – 1,692	82 – 164	8.9 – 10.7
Commercial	1,830 – 2,736	2,035 – 3,964	205 – 328	11.2 – 12.00
General Services	10,548 – 20,690	11,990 – 23,560	1,441 – 2,870	13.7 – 13.9
Institutional	25,160 – 41,720	28,850 – 47,870	3,690 – 6,150	14.7 – 14.7

SVGC submitted that the requested rates had the advantages of:

- Reflecting current forward market prices
- Mitigating the increase in the PGVA

- Reflecting established processes used by other Manitoba utilities
- Establishing SVGC as a more independent operation

On the other hand the requested rates result in higher customer impacts which could increase the risk of customers shedding or curtailing consumption.

The Board was aware the difficulties facing SVGC were due to fewer than anticipated customers consuming natural gas, resulting in lower than estimated throughput volumes.

The Board remained of the view that commodity rates should reflect the best estimate of market prices at any given point in time. Although the increases are significant, the Board considers that any alternative to market pricing would send false price signals to the consumers, and would erode the financial integrity of SVGC, which will not benefit any of the stakeholders.

The Board was of the view that the request to increase the management fee from $0.03 per Gj to $0.065 per Gj was reasonable in the circumstances. The Board therefore approved the request for a commodity charge of $6.441 per Gj and a management fee of $0.065 per Gj, effective for all gas consumed on and after June 1, 2003.

The Board had previously urged SVGC officials to address the matter of the ever-increasing PGVA balance and to come forward with an action plan in the very near future. In the Board's view this application addresses only a small component of the problem, in that the commodity related gas costs comprise only approximately 25% of the projected PGVA balance at May 31, 2004. The Board notes that there was a significant PGVA balance forecast for May 31, 2003 owing by the customers and that even with the requested rate increase the balance may grow to an estimated $417,262 by May 31, 2004. With the alternative proposed by SVGC, this balance would increase to $448, 043.

AN APPLICATION BY SWAN VALLEY GAS CORPORATION FOR A FINAL EX PARTE ORDER OF THE BOARD APPROVING A DECREASE IN THE BASIC MONTHLY CHARGE AND A CORRESPONDING INCREASE IN THE DELIVERY CHARGE FOR THE RESIDENTIAL CUSTOMER CLASS - Order No. 162/03 - October 31, 2003

On September 29, 2003, SVGC applied to the Board for a final ex parte Order approving a reduction in the BMC from $26.69 to $15.00, and an increase in the Delivery Charge from $0.031 per cubic metre to $0.078 per cubic metre. The Commodity Charge approved in Order 90/03 would not change.

In Order 93/00, the Board approved a Connection Fee of $877.40, including GST, for residential customers. Residential customers were entitled to receive a $300 incentive rebate if they converted to or installed natural gas space heat or a natural gas water heater within 12 months of service availability. Currently, 336 residential customers who had committed and paid for the service installation have chosen not to have a meter installed and thus have forfeited the $300 incentive rebate.

This significant short fall in customer attachments combined with a lower than estimated usage per customer attachment than that projected at the time of the franchise application has led to a greatly reduced annual throughput volume. At the time of the franchise application, the annual throughput volume was estimated to be 509,000 Gj for 2002, the actual consumption was 333,000 Gj, most of which was consumed by one large industrial customer.

SVGC suggests that the advantage natural gas had enjoyed over electricity in the year 2000 has been largely eroded because of large increases in gas costs combined with the fact that electricity rates in Manitoba have been frozen for the last six years.

Following door-to-door contact with those customers that opted to forfeit the incentive rebate, and at other information meetings convened by SVGC and local officials, the $26.69 BMC has been identified as a barrier to service for residential consumers. In the view of SVGC, customers are reluctant to hook up only one gas-burning appliance when the residential annual bill would be over $320, plus taxes.

SVGC has continued with its marketing efforts to attach more customers, and considered that the reduced BMC would send a strong positive price signal to potential customers, especially those who have forfeited their rebate. Marketing activities include town hall meetings, trade show displays, meetings with local businesses, notices in local publications, and incentive coupon packages in conjunction with local plumbing and heating contractors. The opinion of SVGC was that the revised pricing structure for only the Residential class will be sufficient, although conceding that there was a risk that commercial customers may request similar treatment. Additionally, SVGC realizes that there was an increased risk respecting intra-class cross-subsidization and a potential greater weather related financial risk.

SVGC requested that customers be notified of the proposed changes by direct mail out, given the relatively small number of customers served.

SVGC was seeking changes only to the BMC and the Delivery Charge for the Residential Customer Class. The Residential Class commodity Charge would not change.

Based on the average residential annual consumption, the Delivery charge would have to more than double from $0.032 to $0.078 per cubic metre. While the Residential Customer Class would be saved harmless as a whole, annual bill impacts on individual customers within the class would vary, depending on annual consumption, as shown below:

Consumption	Existing Bill $	Proposed Bill $	Change $
2,985 - BMC	320.28	180.00	(140.28)
2,985 - Delivery	92.54	232.82	140.28
2,985 - Commodity	931.32	931.32	0.00
Total	1,344.14	1,344.14	0.00
2,000 - BMC	320.28	180.00	(140.28)
2,000 - Delivery	62.00	156.00	94.00
2,000 - Commodity	624.00	624.00	0.00
Total	1,006.28	960.00	(46.28)
4,000 - BMC	320.28	180.00	(140.28)
4,000 - Delivery	124.00	312.00	188.00
4,000 - Commodity	1,248.00	1,248.00	0.00
Total	1,692.28	1,740.00	37.71

143 existing residential customers would be affected by this change in pricing structure. SVGC indicates that 122 would receive decreases from $2.00 to over $5.00 per month, while 21 would receive similar increases, depending on consumption. The largest decreases would be for those customers consuming the least amount of gas, while the largest consumption consumers would receive the largest increases.

The Board notes that with this proposal, the residential customer class as a whole will still be required to pay for the costs the class imposes on the system, within the context and parameters of cost allocation. While the Board recognizes that some greater degree of intra class inequity may result from this revised rate structure, the alternative would likely create an impossible position for all customers and the utility. The Board therefore approved the request to change the BMC charge to $15.00 and the Delivery Charge to $0.078 per cubic metre.

DIRECT PURCHASE OF NATURAL GAS

As of December 31, 2003 and for the natural gas year November 1, 2003 to October 31, 2004 the Board registered 11 companies for the brokerage of natural gas supplies to Manitobans.

The Board continued to monitor and supervise this direct purchase market. A number of enquiries were handled throughout the year.

Centra Gas Manitoba Inc. reported that, during the calendar year 2003, 11,880 direct purchase arrangements were submitted by Brokers. 999 customers were conversions from Buy/Sell and 10,881 were new WTS customers. 2612 applications were rejected because of inadequate information or because the customer was already under a direct purchase arrangement. As of December 31, 2003 natural gas was flowing for approximately 37,399 accounts under WTS direct purchase, as compared to 40,118 at December 31, 2002.

Customers who receive marketing information from Brokers offering a fixed price contract continue to contact the office. Staff generally advise customers about the rules applicable to Brokers and the markets for gas without commenting on the merits of the offer.

Staff handled about 900 enquires from customers about gas broker activity. This increase from 600 resulted from increased marketing activity from brokers marketing residential premises and the introduction of a second broker in the residential market. These enquiries dealt with door to door sales activity; adequacy of disclosure of information at the door, high pressure sales tactics and difficulty in contacting the Company. In addition, a number of customer-broker agreements had run their course and were up for either renewal or termination. Those customers who did not explicitly indicate to the Broker a desire to terminate had their contracts extended by a further 90 days at a new price as per the terms of their agreement. Customers complained to the Board suggesting that the renewal letters should be more explicit and that the practice should not be allowed. The Board reviewed this in early 2004 and agreed with the customer and so advised the broker to change the practice.

Customer Disputes

Pursuant to the Code of Conduct governing a Broker's conduct in Manitoba, a customer who is not satisfied with a Broker's attempts to resolve a dispute can refer the matter to the Board for resolution.

Ten such disputes were referred to the Board and hearings to consider whether the Code of Conduct was breached were held by the Board.

In four instances the Board ruled that the Code was breached and as a result the customers were returned to Centra's system supply. In six instances the Board found that the Code was not breached and the Broker continued to be the gas supplier.

PROPANE GAS DISTRIBUTION

STITTCO UTILITIES MAN LTD.

Stittco Utilities Man Ltd. (Stittco) provides propane by pipeline in the communities of Thompson, Snow Lake and Flin Flon. The pipeline activities are regulated by the Board with respect to rates under *The Public Utilities Board Act* and with respect to safety under *The Gas Pipe Line Act*. The following number of customers are served in each community:

	Domestic	Commercial
Thompson	904	135
Flin Flon	0	28*
Snow Lake	0	15

*3 inactive

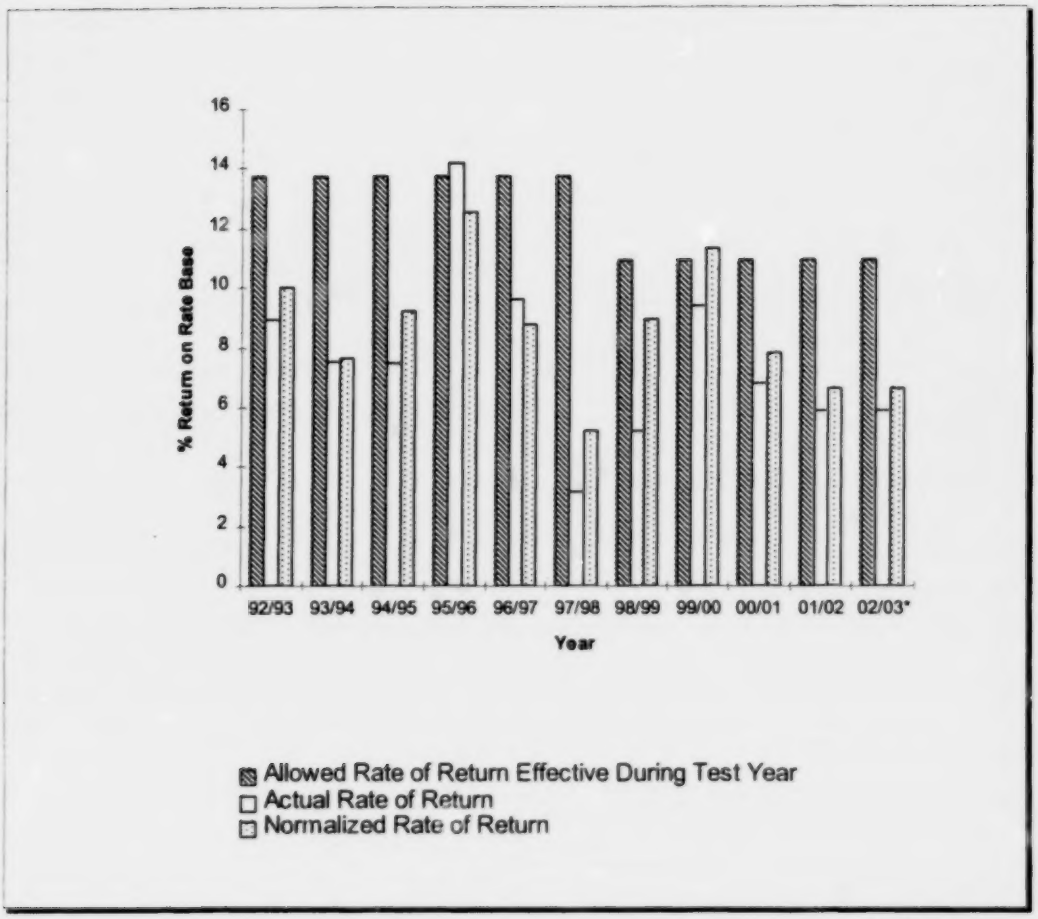
An affiliate of Stittco provides propane in bulk through non-pipeline facilities which are not regulated by the Board.

The Board issued Order No. 20/03 dated February 18, 2003 approving a change in rates for Stittco as a result of a change in market prices.

The Board approved the implementation of Rate Rider "A" in the amount of $97.03 per cubic metre, liquid ($0.3662 per cubic metre, vapour). Stittco stated that the average cost of propane for the 12-month period ending July 31, 2003 was now projected to be $282.03 per cubic metre liquid. The requested Rate Rider represented a 52.4% increase in the price of propane, and an increase of 26.2% over the average of the current sales rates.

The Board noted the significance of this price increase. As the increase reflected changes in the market price of propane which are beyond the control of Stittco, to allow these cost increases to flow through to the ratepayers with no mark-up was consistent with the adopted past practice for handling of such price changes.

FIGURE 2



*Estimated

OVERALL RATE OF RETURN ON RATE BASE

Stittco Utilities Man Ltd.

NOTE: Overall rate of return is the return earned or allowed to be earned by a utility calculated as a percentage of its Rate Base, i.e., investment in property, plant and equipment

NOTE: Normalized rate of return is that earned by the Company assuming normal weather.

SERVICE DISCONNECTION AND RECONNECTION
May - December 2003

Section 104(1) of The Public Utilities Board Act prohibits the disconnection of a residential gas customer's service for non-payment of arrears during the period October 1st to May 14th. The Board in Order No. 107/94 established the rules and procedures for the notice, monitoring and reporting responsibilities of the utility. As there is no requirement for service to be reconnected in the winter months and given the associated risks because of a lack of heat, the Board rigorously monitors the process and extensively liaise with the utility with regards to those customers who remain without gas service past September 30th.

Total disconnections of 6284 (see Table) for the period May 14th to September 30th, 2002 showed significant upward trend contrary to the steady declines which averaged 2760 over the past three years. This occurred as a result of the utility aggressively pursuing accounts in arrears and initiating disconnections promptly on May 14th. The growing number of customers with outstanding arrears is largely a result of the continuing high gas prices. It is also due in some instances to customers entering into fixed price agreements with Brokers when gas prices were at their peak. At this time accounts with arrears over 90 days are estimated to be about $5.6, $4.8 of which is residential. This compares to amounts of $5.2M and $4.3M last year.

Anecdotal evidence indicates that many of the customers disconnected continue to be single parents and the elderly, generally on fixed incomes. Temporary unemployment and individuals in the process of changing jobs and or awaiting benefits from unemployment insurance or workers compensation were affected.

During the period May 14th to September 30th customers about to be disconnected or who have been disconnected frequently contact the Board with inquiries as to their rights or for assistance in resolving disputes that they may have with the utility. To December 31, 2003 7 Board hearings were held.

The utility is required to file frequent reports on the number of customers disconnected as well as details as to the contact with the customer as well as information on the occupants - children, elderly, sick. These reports were duly submitted and audited by the Board.

Disconnected premises determined by the utility to be vacant based on the information collected over the summer requires contacts with the neighbours, real estate agents (if the building is listed), mortgage holder and owner. This category poses the greatest risk as an individual, not understanding the risk involved, could easily come to harm as the weather gets colder if the building is occupied.

The utility's report of September 12, 2003 indicated a total of 86 premises confirmed as

vacant and a further 100 as potentially vacant. On November 3 a further report was submitted indicating a total of 87 premises confirmed as vacant.

The utility's report was satisfactory in that there was contact with the owners of the premises in most cases. These premises are largely located in the core of the City and often include rental properties. In the absence of contact with the owners, the utility based its conclusion on information collected from the City Health Department, neighbors and real estate agents.

As of December 31, 2003, 52 premises remain in the vacant category.

The Board's Rules require that the utility maintain certain information on its file about each disconnected customer. Face to face contact with the customer is required in order to obtain this information. Some customers deliberately avoid face to face contact with the utility and are placed in the category 'Intentional Avoidance". The utility report of September 12 listed a total of 126 such customers. The list was later reduced to 93.

The Board sent letters to each of those customers identified as intentionally avoiding the utility. A number of customers did contact the Board indicating that they were in touch with the utility but could not come to a payment arrangement. In 2 cases Board hearings were held.

The file of each customer is carefully reviewed to ferret out any information that would indicate if the customer is not capable of understanding the risk they are facing. In two instances the utility enlisted the aid of Social Service Agencies who visited and evaluated the situation at the person's home. The utility also had its staff visit some premises to try and establish contact. Many of these individuals eventually resolved the matter with the utility. As of December 31, 2003, 45 premises remained in this category of Intentional Avoidance.

The remaining disconnected files represent those disconnected customers who continue to occupy the premises and for whom the utility has all of the information on the files as required by the Board. In general the customers in this category are single parents, elderly individuals, those in between jobs and those awaiting payments from injury or unemployment insurance. The utility generally maintains contact with these customers. On September 12, 2003 there were 1,861 premises in this category. As of December 13, 2003 there were 296 premises in this category.

There are 21 accounts with incomplete information on file. These however raise no concerns as the customers (5) have indicated they do not want gas service, 13 accounts were referred to Residential Tenancies for non-payment by the landlord and 3 have alternate heat.

The utility continued to contact customers regularly throughout this process. The utility again made site visits to those customers which they felt were at the greatest risk.

STITTCO UTILITIES MAN LTD.

In 2003 Stittco Utilities Man Ltd. disconnected four commercial customers and reconnected one. The utility also disconnected a total of 27 residential accounts of which 18 were subsequently reconnected. The Board did not receive any complaints or inquiries from the customers of Stittco.

GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP

One commercial customer was disconnected. The account was settled and the customer has been reconnected. The Board did not receive any complaints from the customers of Gladstone Austin Natural Gas Co-op Ltd.

SWAN VALLEY GAS CORPORATION

No customers are disconnected. The Board did not receive any complaints from the customers of Swan Valley Gas Corporation.

Centra Gas Manitoba Inc.

Residential (May 14 – December 31)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total Customers Disconnected	3346	3284	3924	3151	3650	4151	3177	2765	3389	6288
Total Customers Reconnected	3277	3158	3842	3065	3557	3922	2851	2418	3011	5867
Vacant, Alternative Heat, etc. and Disconnected	69	126	82	86	93	229	326	347	387	421

Residential - Currently occupied with no gas service - 316 homes

Commercial (January 1 – December 31)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Disconnected	458	512	457	459	443	372	306	421	305	603
Reconnected	430	487	439	448	418	212	257	333	250	439
Vacant, Alternative Heat, etc. and Disconnected	28	25	18	11	25	160	49	88	55	164

THE GAS PIPE LINE ACT

The Gas Pipe Line Act (the Act), administered by the Board, governs the public safety aspects of the distribution of natural gas by Centra Gas Manitoba Inc., Gladstone, Austin Natural Gas Co-op and Swan Valley Gas Corporation, of propane by Stittco Utilities Man Ltd. in Thompson, Snow Lake and Flin Flon, and of propane by Manitoba Housing Authority in Churchill.

The Board reviews pipeline owners adherence to safety standards as adopted by the Board and/or by Regulations to the Act. The Board approves plans of proposed construction and monitors compliance using audit procedures.

The Board is also involved in the investigation of pipeline damages, explosions and/or fires. Such investigations may lead to recommendations related to the utilities' practices or procedures and also, to recommendations for other agencies and stakeholders in order to prevent similar incidents in the future.

In 2003, there were 115 reported incidents of pipeline damage, of which 104 resulted in "blowing" gas. The major causes of such occurrences were related to third party excavations for which clearance was not sought from the utility. Others were caused by excavators not following safe excavation procedures and by improper line location provided by the utility. Parties continue to meet with excavators to make them aware of the Regulations.

The Board is represented on the Canadian Standards Association (CSA) Steering Committee, Technical Committee and Gas Advisory Council on Oil and Gas Pipeline Systems.

MANITOBA HYDRO

Manitoba Hydro is a provincial Crown Corporation providing electric energy to approximately 500,000 customers, residential and commercial, throughout Manitoba. Manitoba Hydro also exports electricity to over 50 electric utilities and marketers in the mid-western U.S., Ontario and Saskatchewan. Nearly all of Manitoba Hydro's electricity is generated from self-renewing waterpower. The Corporation estimates that about 30 billion kilowatt-hours are generated annually, with 98% produced from 14 hydroelectric generating stations on the Nelson, Winnipeg, Saskatchewan and Laurie rivers. Manitoba Hydro purchased Winnipeg Hydro from the City of Winnipeg as of September 2002.

Manitoba Hydro rates are approved by the Board under *The Crown Corporations and Public Review and Accountability Act, The Manitoba Hydro Act* and *The Public Utilities Board Act.*

A FILING BY MANITOBA HYDRO TO PROVIDE AN INFORMATION UPDATE REGARDING FINANCIAL RESULTS, FORECASTS, METHODOLOGIES, PROCESSES, AND OTHER MATTERS RELATING TO SALES RATES CHARGED BY MANITOBA HYDRO - Order No. 7/03 - February 3, 2003

The Manitoba Hydro-Electric Board ("Hydro") filed a status update with The Public Utilities Board ("the Board") on November 30, 2001. The purpose of the filing was to provide the Board and interested parties with an information update on Hydro, including its financial results, forecasts, methodologies, processes, and events that have transformed the electricity industry over the last few years. Hydro was not seeking any general rate changes, stating that for 2002/03, rates will have effectively been frozen for six years for residential customers and for eleven years for large industrial customers, except for the rate reductions to certain consumers as a result of province-wide implementation of Uniform Rates on November 1, 2001.

Hydro last requested a general rate increase in the fall of 1995, followed by a public hearing in early 1996. The Board's decisions from that hearing are set out in Order 51/96. In light of the long passage of time since Hydro's sales rates were last reviewed in a public forum, the Board determined that one of the purposes of this hearing would be to determine whether the existing sales rates continue to be just and reasonable and whether any changes to existing sales rates may be required.

On February 8, 2002, Hydro announced its intention to acquire the assets and business of Winnipeg Hydro, which had approximately 570 employees and served about 94,000 customers in the City of Winnipeg. The acquisition may have a significant impact on the future overall operations of Hydro.

Hydro believed holding rates constant was a more prudent course of action than offering rate reductions because of the robust export markets and favourable water conditions, which underpinned Hydro's strong financial

performance, may not continue at present levels. Rates at or near their current levels were to assist Hydro in achieving its longer term financial objectives. Hydro also stated domestic rates were less than market prices in nearby interconnected markets. Current rates were, on average, the lowest of any utility in North America. Lower rates would encourage more domestic consumption, which would reduce revenues as profitable export sales. Hydro agreed, however, that lower rates could attract more energy intensive industry to the Province.

During the course of the public hearing, the Board examined a number of specific areas related to Hydro's operations including operating results and financial projections, financial targets and risk, capital expenditures, extra provincial revenues, payments to the Province of Manitoba, operating, administrative and finance expenses, transmission tariffs, load forecasts and overall revenue requirements. As a result of this review, the Board identified a number of areas of concern, and made a number of recommendations including:

- Hydro limit its capital expenditures not related to new major generation and transmission, where safety and reliability constraints allow, and focus on reducing long-term debt.
- Hydro pursue short-term financing options to expeditiously pay down the debt incurred for the special export profit payment to the Province of Manitoba.
- Hydro continue to monitor and control operating and administrative expenses.
- Hydro consider ways to diversify and supplement its hydraulic generation with an appropriate mix of other forms of energy.

In addition to the above recommendations, the Board directed Hydro to:

File an updated Integrated Financial Forecast reflecting the integration of Winnipeg Hydro and the in-service dates of all new generation within the eleven-year planning period;

File a detailed debt management strategy;
Undertake a study to quantify specific reserve provisions required to cover major risks and contingencies;

Undertake a study on the merits of implementing an inverted rate structure for all customer classes;

Undertake a study on the impact of decreasing the demand charge and increasing the tail block of the energy charge;

Undertake a study which considers time of use rates for General Service classes based on a seasonal, weekly, daily, and hourly basis;

Identify and specifically account for all export-related capital expenditures in its capital forecasts to ensure that export revenues are appropriately matched against the full cost of production;

Undertake a study on the methods and impacts with respect to the classification of generation costs in the Cost of Service Study;

Re-examine the current level of Demand Side Management programs and pricing strategies

to encourage conservation, develop a program with more aggressive targets, and report to the Board;

Consider the use of wind power in remote diesel electric communities and file a report with the Board; and

A considerable amount of time at the hearing was directed towards a review of the various cost of service studies filed by Hydro, and in particular, the proposed changes in methodology from the methodologies previously approved by the Board. The most contentious issue, and the issue with the greatest impact on cost of service results, was the allocation of net export revenues between customer classes. In this Order, the Board did not accept Hydro's proposed cost of service methodology. The Board directed Hydro to file an actual cost of service study for the year ended March 31, 2003 by no later than September 30, 2003 and a prospective cost of service study for the year ended March 31, 2004 by no later than September 30, 2003 which reflected a number of specific directives as set out in the Order including the cost treatment of export classes.

Although Hydro was not seeking any change to firm rates currently charged to customers, the Board noted that certain customer classes have consistently paid rates higher than their allocated costs. Therefore, the Board directed Hydro to file for Board approval a revised schedule of rates to be effective April 1, 2003 that reflects:

(a) A 1% rate decrease for General Service Small customers;
(b) A 2% rate decrease for General Service Large ("GSL") customers greater than 30 kV; and
(c) A decrease in the winter ratchet to 70% and the subsequent elimination of the winter ratchet effective April 1, 2004.

The Board understood that this change will likely bring the General Service Medium class and the GSL < 30 kV class closer to unity. Therefore, no further rate adjustments were ordered for this class.

Given that uniform rates have provided recent rate decreases to some residential customers and the residential class revenue to cost coverage ratio has been consistently below unity (i.e., subsidized by other classes), no further rate changes were ordered for the residential rate class at this time.

The Board directed Hydro to file a separate application for approval of an open access transmission tariff by no later than June 30, 2003.

The Board approved the Curtailable Rate Program, confirmed as final a number of interim ex parte Orders, and approved extending the Limited Use Billing Demand Rate option to March 31, 2004.

The Board directed Hydro to establish a more regular schedule for periodic rate reviews, not exceeding three years between hearings even if no rate changes were required. This timeframe would improve the efficiency, effectiveness and timeliness of the regulatory process.

Subject to these and other specific rate directives contained in this Order, the Board confirmed Hydro's remaining existing rate

schedules to be in effect until March 31, 2006, or until otherwise amended by a further Order of the Board.

AN APPLICATION BY MANITOBA HYDRO TO VARY BOARD ORDER 7/03 - Board Order No. 154/03 - October 31, 2003

On March 19, 2003, Hydro filed an application with the Board pursuant to subsection 44(3) of The Public Utilities Board Act, to review and vary certain directives contained in Order 7/03. On March 31, 2003, the Board issued Order 51/03 which deferred the operation and implementation of the Board's directives in Order 7/03 until a further order of the Board.

Subsection 44(3) of The Public Utilities Board Act does not set out specific circumstances when actions to rescind, change, alter or vary a Board Order may be taken. The Board, in considering any review and vary application, must apply some standard of review to determine whether a directive is to be varied and whether the onus of proof has been met. In this application, the Board applied the following standards in considering whether a specific directive should be varied:

(a) Is there an error of law?
(b) Is there an error of fact?
(c) Is there a material change in circumstances? and
(d) Has further evidence been adduced?

In addition to these standards, the Board must balance the interests of the utility with the interests of all ratepayers. As with any application, the onus of proof remains with the Applicant.

This Order contained the Board's decisions with respect to Hydro's request to review and vary certain directives in Order 7/03.

General Small and General Service Large Rates

Directives 3(a) and 3(b) of Order 7/03 directed Hydro to file, for Board approval, a revised schedule of rates to be effective April 1, 2003 including revenue impacts that reflect:

(a) A 1% rate decrease for General Service Small ("GSS") customers; and
(b) A 2% rate decrease for General Service Large ("GSL") customers in subclasses greater than 30 kV.

Hydro's Application requested that the implementation of Directives 3(a) and 3(b) be delayed until such time as Hydro and the Board considered the results of the 2003 Integrated Financial Forecast ("IFF") to be finalized in late 2003, together with the results of the report on the impact of decreasing the demand and increasing the run-off block of energy charge (tail block rate).

Hydro filed no new evidence that would suggest that the inequities related to the zone of reasonableness had been addressed for the GSS and GSL customer classes. The Board remained of the view that directional rate adjustments were required and appropriate to address these inequities. This was the primary reason for the decision in Order 7/03 and Hydro provided no evidence

to alter that rationale. Even with these adjustments, the GSL sub-classes greater than 30 kV were still significantly outside the zone of reasonableness using the Board's approved methodology.

Accordingly, the Board did not vary its directive for a 1% decrease in rates for GSS customers and a 2% decrease in rates for GSL customers in sub-classes greater than 30 kV. These rate changes were to be effective April 1, 2003. In making this decision the Board wanted to ensure all customers receive the full benefits Order 7/03 was to confer on them.

Elimination of the Winter Ratchet

Directive 3(c) of Order 7/03 directed Hydro to file for Board approval a revised schedule of rates to be effective April 1, 2003 including revenue impacts that reflect a decrease in the winter ratchet to 70% and the subsequent elimination of the winter ratchet effective April 1, 2004.

Hydro requested that the implementation of Directive 3(c) be delayed until such time as Hydro and the Board considered the results of the 2003 Integrated Financial Forecast together with the results of the report on the impact of decreasing the demand rate and increasing the run-off block of energy charge.

The Board indicated it continued to believe that the winter ratchet was problematic, and did not vary the directive in Order 7/03 to reduce the winter ratchet to 70% effective April 1, 2003. However, the Board agreed that there was merit in more fully understanding the impacts of eliminating the winter ratchet completely. The Board therefore approved Hydro's request to delay the elimination of the winter ratchet until the impacts of the elimination can be studied further. The Board directed Hydro to complete a study by no later than February 28, 2004.

Elimination of the Limited Use Billing Demand ("LUBD") Program

Directive 4 of Order 7/03 directed Hydro to eliminate the Limited Use Billing Demand Rate option on April 1, 2004 and inform all affected customers of the changes to the winter ratchet and the Limited Use Billing Demand Rate option.

Hydro requested that the implementation of Directive 4 be delayed until such time as Hydro and the Board considered the results of the 2003 Integrated Financial Forecast together with the results of the report on the impact of decreasing the demand and increasing the run-off block of energy charge.

The Board approved Hydro's request to vary Directive 4 in Order 7/03 to permit further consideration of the LUBD program in greater depth. The Board directed Hydro to submit, for Board review by no later than February 28, 2004, a study including an analysis of the LUBD program. The LUBD will remain a regular rate offering until the Board considered this study.

Transmission Tariff

Directive 5 of Order 7/03 directed Hydro to file an application by no later than June 30, 2003, for approval of Hydro's Open Access Transmission Tariff ("the Tariff").

Hydro requested time to consider further its position on jurisdictional issues related to the Tariff and requested that Directive 5 of Order 7/03 and be varied to defer the requirement to file an application seeking approval of the Tariff.

The Board stated it remained of the view that its jurisdiction and obligations for Hydro rates arise from The Crown Corporation Public Review and Accountability Act. As a rate for service for the provision of electrical power, the Board believed that Hydro was obligated to have such a tariff approved by the Board. Therefore, the Board denied the request to vary Directive 5 in Order 7/03, subject to amending the filing date from June 30, 2003 to December 31, 2003.

Filing Time for Reports on Inverted Rates, Time of Use and Wind Power

Directives 6(d), 6(f), and 6(i) of Order 7/03 directed Hydro to file the following information with the Board by no later than December 31, 2003:

6(d) A study on the merits of implementing an inverted rate structure for all customer classes;

6(f) A study which considers time of use rates for general service classes based on a season, weekly, daily, and hourly basis; and

6(i) Consider the use of wind power in remote diesel electric communities and file a report with the Board.

Hydro requested that Directives 6(d), 6(f), and 6(i) be varied to allow an extension of the submission date for the studies on Inverted Rates, Time of Use Rates, and Wind Power from December 31, 2003 to December 31, 2004. Hydro provided new evidence suggesting the quality of the studies would be improved by the Board extending the filing dates to December 31, 2004, due to Hydro's ability to gather more extensive data.

The Board approved Hydro's request to vary Directives 6(d), 6(f) and 6(i) of Order 7/03 by amending the filing date for the Inverted Rate Study, the Time of Use Rate Study and the Wind Power Study from December 31, 2003 to December 31, 2004.

Cost of Service Studies

Directive 8 of Order 7/03 directed Hydro to file actual and prospective cost of service studies by September 30, 2003.

Hydro requested that Directive 8 be varied by extending the deadline for filing the cost of service studies from September 30, 2003 to December 31, 2003.

The Board approved Hydro's request to vary Order 7/03 by amending the filing date for the actual and prospective cost of service studies from September 30, 2003 to December 31, 2003. This additional time would permit Hydro to utilize actual data for 2002/03. The additional time would also permit Hydro to utilize its most current IFF and data from the former Winnipeg Hydro service territory.

Allocation Methodology for Net Export Revenues

Directive 7 of Order 7/03 denied Hydro's proposed cost of service study methodology, which included allocating net export revenues to customer classes on the basis of total allocated costs including distribution costs, and continued to support the allocation methodology set out in Order 51/96, which allocated net export revenues on the basis of only generation and transmission costs.

Hydro requested that the Board vary Directive 7 in Order 7/03 to permit Hydro to further explore options for the allocation of net export revenues and to present these options to the Board for consideration.

The Board approved Hydro's request, and directed Hydro to file a study that examines options and impacts to customer classes for the allocation of net export revenue. The study was to be filed for Board review by December 31, 2003 in conjunction with the filing of the requested cost of service studies.

Determination of Net Export Revenue

Directives 8(c) and 8(d) of Order 7/03 directed Hydro file cost of service studies which reflected the creation of a Firm Export Class and the creation of an Opportunity Export Class.

Hydro requested that the Board vary Directives 8(c) and (d) and defer implementing the directive relating to the creation of an export class or classes until Hydro can further review this issue and file the results of such review with the Board for further direction. Hydro stated that the expected completion date for this review was December 31, 2003.

The Board was of the view that there was insufficient information on the public record regarding the impact of export revenues and costs to customer classes. Given the magnitude of the export revenues and costs, the Board continued to be concerned there may be direct and indirect costs related to export power inappropriately being allocated to other customers. The Board saw no new evidence to alleviate these concerns.

The Board noted CAC/MSOS' comments that "in theory, the creation of an export class would help to answer the question of whether the investments Hydro has made to support exports truly benefit customers." As identified by MIPUG, the Board also was interested in continuing the examination of, "... whether there is merit in implementing an export class of customer". The Board heard evidence in the hearing from Hydro that the creation of an export class was practical and possible. The Board recognized, of course, this was not the preferred option of these parties.

The Board understands the concerns of Hydro that allocating export benefits to customer classes can result in rates falling below short-run marginal costs. The Board was confident Hydro can devise a methodology to adequately identify and assign costs related to the export revenues earned.

The Board clarified that the purpose of the request in Order 7/03 for the cost of service studies to include firm and opportunity

export classes was not to establish a new rate class, but rather to examine alternate approaches by which export power costs and revenues may be determined, and ultimately, to assist in ratemaking that is fair and equitable for domestic customers.

The Board approved Hydro's request such that Hydro can further review the issue of the creation of an export customer class or classes, and file the results of such review with the Board, including recommendations, financial impacts, and supporting cost of service information, by no later than December 31, 2003.

Filing Dates

Throughout this Order, the Board directed various filing dates for studies and other matters. Many of these dates were requested by Hydro. The Board recognized that as a result of the passage of time dealing with the Application, some of these filing dates may no longer be achievable. The Board also recognized that Hydro has a number of other matters on its regulatory agenda. The Board expected Hydro to advise the Board if the filing dates set out in this Order are achievable and, if not, to recommend achievable filing dates.

Curtailable Rates Program

Hydro applied for approval of a new Curtailable Rate Program ("CRP") to supercede the existing Curtailable Service Program ("CSP"). The existing program, originally set to expire November 30, 2001, was extended to February 28, 2002 by Order 150/01 and then again by ex parte Order 55/02. Hydro proposed the new CRP have a relatively short duration of until November 30, 2003 because the unknown impact of MISO's requirement for and value of reserves.

The CRP allows Hydro to curtail a portion of a large industrial customer's peak load in exchange for reduced rates on that same portion of the load when it was not curtailed. The objective of the CRP is to cut back on the electrical loads during specific periods when the overall electrical system was being taxed to its maximum capacity. As part of the Demand Side Management Program, the CRP reduces Hydro's peak load and assists in maintaining the essential power capacity reserves required for domestic and export operations.

At the time, nine curtailable rate options existed for customers, based on duration and notice for curtailment, in addition to price. Three customers then subscribed to the program, with a total subscribed load of approximately 100 MW. In 2001, the two customers who subscribed to the curtailable rates program saved $1.96 million and $380,000 respectively. Under the proposed CRP, five curtailable rates options would be offered to customers.

Under the proposed CRP, the rationale for curtailments were altered to only instances required to meet reliability of the system and obligations to maintain operating reserves. There was to be no curtailments to enable Hydro to make a high value opportunity sale; curtailments were, however, permissible to be made for firm export sales. Additionally, curtailments could occur for forecast errors, loss of facility, and restoring the operating reserve. Curtailments would

not be conducted for peak shaving. In 2001, the overwhelming majority of curtailments (26 of 29) were for peak shaving and reducing imports. Since neither of those were reasons for curtailment in the future, Hydro expected only two to three curtailments per year under the new program, although there would be a maximum ceiling of 3 to 18 curtailments per year depending upon the option chosen.

The financial case for the CRP was based upon an expectation of 150 MW subscribed annually, for a $4.3 million revenue savings to customers. With approximately $1 million attributable to benefits easily quantifiable, the remaining $3.3 million was attributable to reliability benefits not easily quantifiable according to Hydro witnesses. In 1998 (Order 153/98) Hydro presented an application to the Board to alter and extend the Curtailable Service Program. At that time, Hydro indicated there would be $10.4 million in savings to ratepayers if the CRP were extended for a decade. With compounding effects, this would increase to $26 million over that 10 year period. At the update proceeding Hydro was unable to provide any tangible evidence whether part of this benefit had been achieved since 1998, noting that by their very nature, the benefits were difficult to quantify and reconstructing decisions made based upon existing circumstances at that time was nearly impossible with intervening events.

The proposed CRP had a reference discount which varied by percentage for each program option. Previously, the benefits had been calculated using the marginal cost values of capacity. The benefit of capacity curtailed over the winter peak was estimated to result from the ability to improve reliability and thus defer the timing of resource requirements. For summer, the benefit of capacity curtailed was estimated to result in increased revenues corresponding to short-term firm capacity sales. Previously the reference discount varied monthly, based on the US - Canadian dollar exchange rate.

In the update proceeding, Hydro applied for a fixed reference discount of $2.75/kW per month, to be adjusted annually for the Consumer Price Index. Hydro changed the calculation of the reference discount since Hydro now believes marginal costs are commercially sensitive information and the determination of a value was difficult. Now, Hydro attempted to use reasonable judgment to balance the lowest value Hydro judges to be necessary to attract sufficient curtailable load to make the CRP work, with the expectation that the load would be available in the long term where the capacity values to Hydro were expected to be higher. Accordingly, Hydro proposed the reference discount be ascribed a value of a reasonable relationship to an alternative least cost resource of capacity, namely a natural gas combustion turbine. In this instance, at $2.75/kW, it was approximately 42% of the levelized cost of the combustion turbine.

Order No. 159/03 dated October 31, 2003 approved the Terms and Conditions of Service for the CRP.

Surplus Energy Program

On October 25, 1999 Manitoba Hydro applied to the Board for the establishment of the Surplus Energy Program (SEP) to supersede the Industrial Surplus Energy,

Dual Fuel Heating and Surplus Energy Services to Self-Generators programs. The SEP is designed to allow eligible customers to have access to surplus energy on terms relatively similar to those available to export customers. SEP reasonably addresses the key rate design issues of fairness and cost recovery.

Throughout 2002, the Board issued interim ex parte Orders approving weekly spot market rates pursuant to the Surplus Energy Program.

On December 2, 2002 Manitoba Hydro applied to the Board to increase certain rates applying in communities served by diesel generation. Manitoba Hydro applied to increase the rates applying to consumption in the tail block for General Service and Residential customers (full cost rate) and to all consumption by Government customers. The communities affected included Brochet, Lac Brochet, Shamattawa and Tadoule Lake.

This matter is scheduled to be heard in 2004.

MANITOBA PUBLIC INSURANCE

The Manitoba Public Insurance Corporation, a provincial Crown Corporation, commenced operations in 1971. The objectives of the Corporation from its commencement have remained: operate as a financially self-sufficient agency; offer compulsory, universal insurance; return at least 86% of premium revenues in the form of benefits; operate at a lower cost than private insurers; offer lower rates than private insurers; provide coverage comparable or superior to that in other provinces; make insurance services readily available to Manitobans; invest significantly in Manitoba, and earn a yield comparable to that earned by private insurers; and pursue traffic safety programs.

Approximately 1,000 claims a day are reported to the Corporation, which has in excess of 800,000 policies in force. The Corporation provides no fault accident benefits to its policyholders and victims of motor vehicle accidents, and approximately 15,000 bodily injury claims are made each year. As of March 31, 2003, the Corporation reported total assets of $1.5 billon, including $1.26 billon of investments.

The Manitoba Public Insurance Corporation ("MPI") filed an application with The Public Utilities Board ("the Board") on June 18, 2003 for approval of premiums to be charged for compulsory driver and vehicle insurance ("Basic insurance") for the insurance year commencing March 1, 2004 and ending February 28, 2005 ("fiscal 2005").

MPI requested an increase in overall vehicle premium revenue of 2.5%. The application reflected a revised forecasted net loss of $1.3 million for the year ending February 29, 2004 ("fiscal 2004") and projected a net loss of $13.8 million for fiscal 2005. MPI's forecast showed that the actuarially indicated rate increases required are 4.3% in fiscal 2005, 1.2% in fiscal 2006, and 0.4% in fiscal 2007. Given the fluctuation in the indicated rate changes for each of those three years, MPI proposed smoothing the rate increase by applying for a 2.5% increase in this application with the future intention of seeking similar increases in each of the next two years assuming current forecasts hold. MPI contended such an approach was possible because of its monopoly position and its long term commitment to rate stability.

MPI did not request any changes for driver licence premiums, service and transaction fees, and permit and certificate fees.

Premium revenues for fiscal 2004 were forecast to be $523.4 million. With the applied for rate increase in fiscal 2005 of 2.5%, premium revenues were projected to increase by $32.1 million to $555.5 million. MPI assumed a 3.5% vehicle upgrade factor and a 1% increase in the size of the vehicle population. The Board found these assumptions to be reasonable.

MPI's claims forecasting methodology remained unchanged from last year. In MPI's Financial Forecast approach, the cost of claims incurred for fiscal 2004 were forecast to be $470.8 million, with a projected increase in costs of $41.5 million for a total claims forecast for fiscal 2005 of $512.2 million. Physical damage claims were projected to increase by $19.1 million, of which $13.7 million was attributable to increased collision claims costs. Personal Injury Protection Plan accident benefits and

weekly indemnity payments were expected to increase by approximately $21.1 million to $210.5 million for fiscal 2005. Claims expenses, operating and other expenses, commissions and premium taxes were expected to increase by approximately 6.9%.

The Board found that MPI continues to show a reasonable degree of forecasting accuracy, over the long-term. However, the Board was concerned with the large variances between projected and actual claims incurred in fiscal 2002 when the claims experience was $45.4 million or 10.5% higher than projected. In fiscal 2003, the claims experience was $26.9 million or 5.8% greater than forecast. The Board noted that while the experience over this two year period may not be sufficient to indicate a permanent change in trends, nonetheless some emerging factors could be adversely impacting future claims costs. As well, investment income which is used to offset underwriting loss from insurance operations declined from an estimated $62.2 million to $44.1 million in fiscal 2003. MPI forecasted investment income to be $61.5 million in fiscal 2004, increasing to $67.3 million in fiscal 2005.

Depending on the assumed frequency of serious loss counts, the Board was concerned that an updated fiscal 2004 Statement of Operations filed during the hearing may be indicating further adverse claims development ranging from $23.3 million to $43.6 million. The Board noted that any adverse development would have a direct and negative impact on the $1.3 million net loss currently forecast for fiscal 2004.

With MPI budgeting for a net loss in its GRA of $13.8 million for fiscal 2005, the Board reiterated its earlier position that MPI should, at a minimum, budget for a break-even position for the year of the application. Given the uncertainty inherent in forecasting, a break-even position does not necessarily mean achieving a zero net income. However, the Board considered the projected net loss of $13.8 million for fiscal 2005 to exceed the limits of a break-even position.

The Board considered MPI's proposal to smooth rates over future years to be inappropriate in that costs of current claims experience would be paid by future ratepayers. Given the recent adverse experience in claims incurred and the current volatility in investment income and in forecasting, the Board viewed MPI's application for a 2.5% increase as unduly exposing Manitoba motorists to larger increases in the future to cover ever escalating claims costs and a further depleted Rate Stabilization Reserve ("RSR"). As stated by the Board in previous GRAs, the appropriate RSR target range for rate setting purposes is between $50 million and $80 million. MPI's Board of Directors maintained the range ought to be $80 million to $100 million while it was committed to transferring to the Basic RSR funds in excess of certain levels of retained earnings in MPI's Special Risk Extension ("SRE") and Extension divisions. The transfer from SRE for fiscal 2004 was $4.0 million, and was projected to be $1.6 million in fiscal 2005, although in last year's GRA, MPI had forecasted an SRE transfer of $3.0 million. If the applied for rates were approved, the

forecast for the RSR level was $38.2 million for fiscal 2004, and down to $25.9 million for fiscal 2005, with both amounts well below the Board's minimum RSR target of $50 million.

MPI indicated the actuarially indicated rate for fiscal 2005 was 4.3% assuming a consumer price index ("CPI") of 3.0%. Although reasonable at the time of submitting its GRA, the Board considers that CPI figure to be excessive. The Board noted that recent forecasts by the Governor of the Bank of Canada and various consensus forecasts indicate a CPI of 2% as being more likely.

Bearing in mind a CPI of 2%, the Board estimated a premium revenue increase of 3.7% affords MPI with a better opportunity of achieving a break-even net income in fiscal 2005. It will also ward off any further deterioration in the current RSR level. The Board ordered MPI to refile its rate schedules and related documents including Major Vehicle Class impacts to reflect the increase of 3.7% in overall vehicle premium revenue in fiscal 2005.

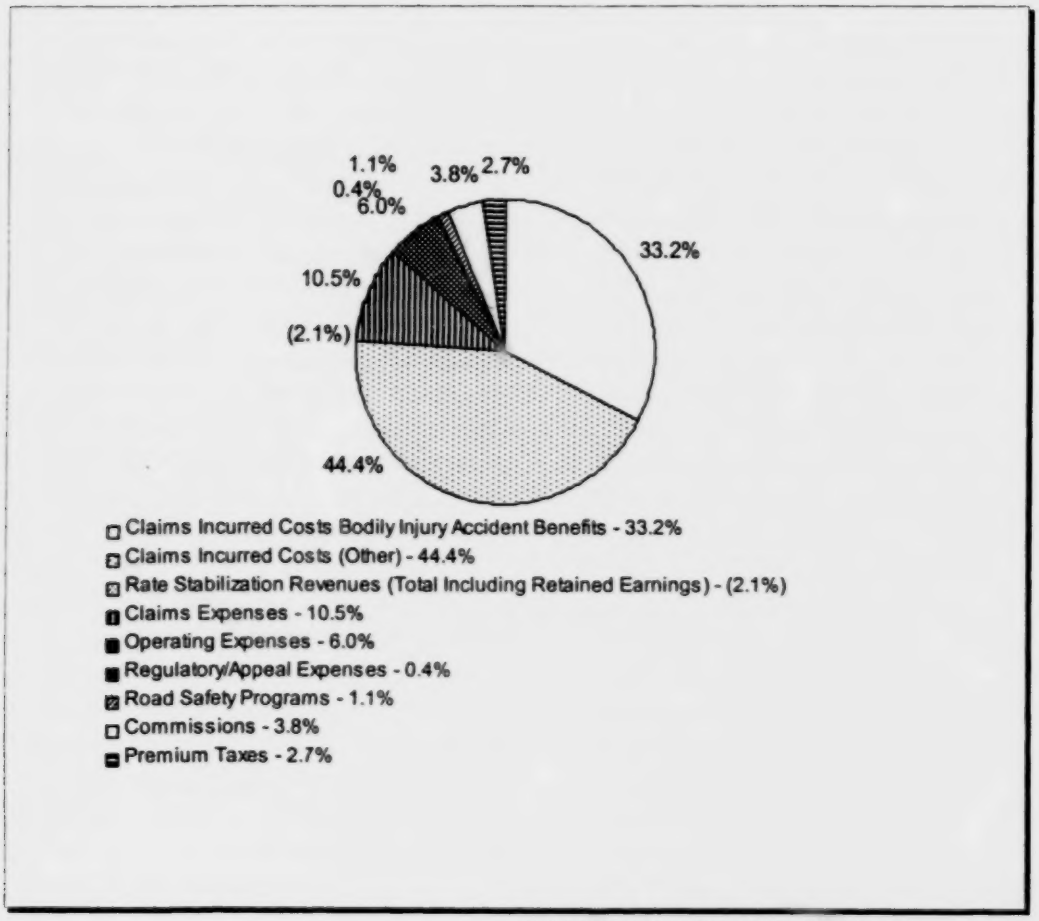
At the hearing, evidence was presented relative to the possible adoption of a loss transfer mechanism as an alternative to MPI's current method of calculating premium levels based on costs attributed to Major Vehicle Classes, regardless of fault. Upon review of the issues surrounding the adoption of a loss transfer model, the Board determined that there was no compelling reason to abandon the current system of assigning costs on a first party basis in favour of a loss transfer model.

The Board was concerned with the magnitude of required motorcycle rate increases experienced over the past decade. Notwithstanding annual increases of approximately 15% to the Motorcycle Class over that period, current motorcycle rates still remain well below the actuarially indicated rate. This was primarily due to serious losses in that class. The Board was not persuaded that claims costs and expenses paid to or on behalf of members of any Major Class should be borne by members other than from that class. MPI and the Board wish to halt the cross-subsidization of the Motorcycle Class by other classes.

Rather than applying experience-based adjustments to the Motorcycle Class in fiscal 2005, MPI opted to combine rate increases in accordance with the actuarially indicated requirements, while capping individual rate group increases at 30%. The Board, however, limited the capping to 20% which will result in a 14.91% average overall increase in motorcycle premiums rather than the 19.93% which MPI originally proposed.

A report on MPI's road safety program as well as recommendations by various stakeholders in response to that report was reviewed by the Board. The Board was encouraged with the responses received and stated that it would like to see all stakeholders taking an active role in advancing their respective areas of expertise with respect to road safety and thus eventually reducing insurance costs for Manitoba motorists.

FIGURE 3

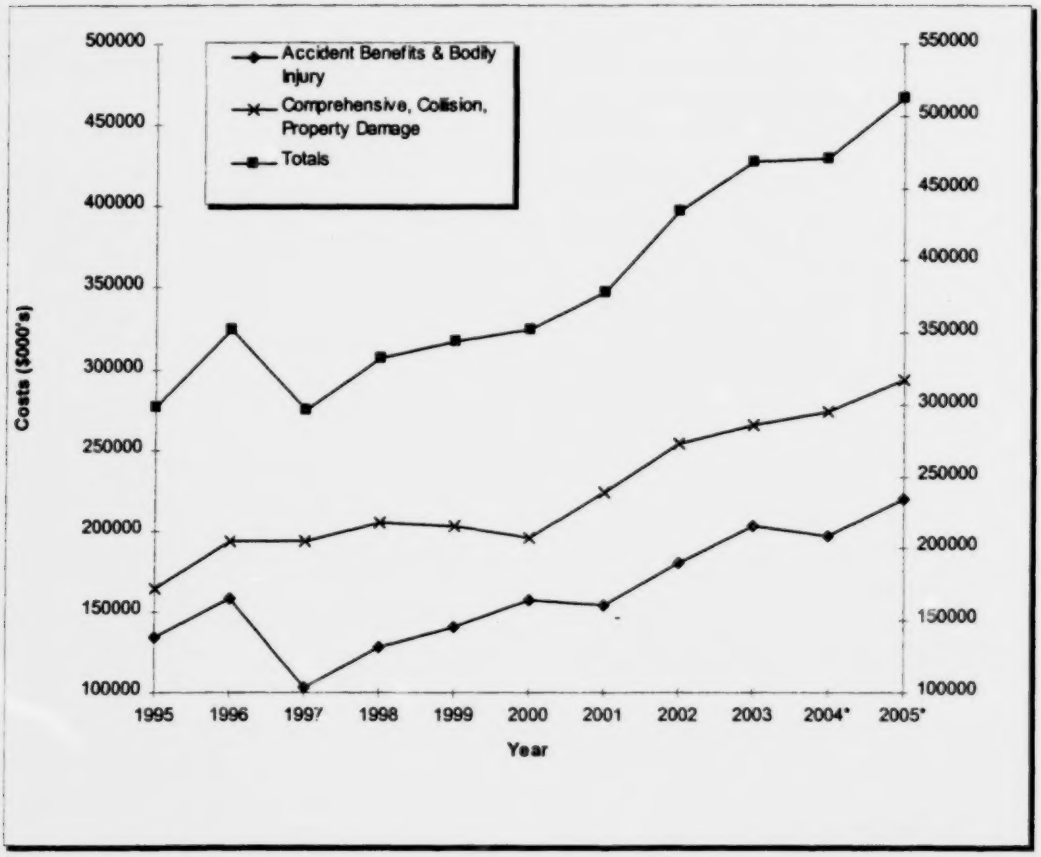


2004/2005 INSURANCE YEAR
(Estimated by Financial Forecast Method)

DISTRIBUTION OF NET REVENUES
BASIC DIVISION

Manitoba Public Insurance

FIGURE 4



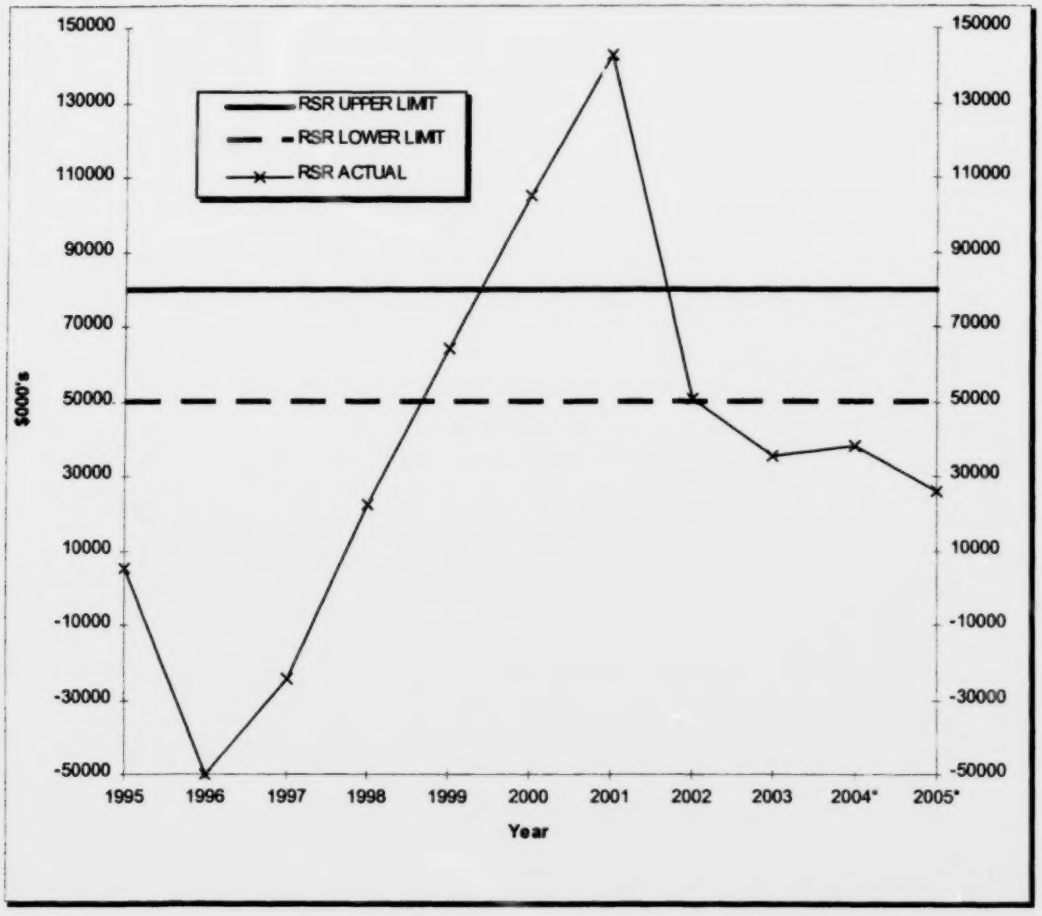
MANITOBA PUBLIC INSURANCE
CLAIMS INCURRED COSTS

Basic Division

Insurance Year Ending February 28

FIGURE 5

MANITOBA PUBLIC INSURANCE
BASIC RATE STABILIZATION RESERVE



Upper RSR limit of $80,000 and Lower RSR limit of $50,000 as Approved by The Public Utilities Board

Insurance Year Ending February 28

THE MUNICIPAL ACT

WATER AND SEWER UTILITIES

The Board issued a total of 63 Orders respecting applications filed with the Board by local municipal authorities, as set out below:

(i) 42 Orders were issued respecting applications for approval and authorization for methods of recovery pertaining to operating deficits.

(ii) 21 applications for revisions, amendments to or establishment of rates were processed and Orders were issued authorizing same. Board guidelines which have been prepared and distributed to local authorities were applied wherever possible to assist with rate design and to ensure that sufficient revenue would be provided to cover normally anticipated operating expenses plus an adequate contingency allowance. Applications were handled by public hearing or returnable date notice. In all cases the municipalities and affected water and sewer customers were served appropriate notice.

Board staff assisted applicant municipalities and others contemplating changes and seeking guidance in the preparation of their applications thus reducing the cost to the municipalities in preparing a report. Board staff met with municipal representatives to ensure that applications were filed in the form prescribed by the Board, pursuant to statute. In most instances, these applications required the preparation of rate studies, and when necessary, public hearings were held in the applicant municipalities.

THE HIGHWAYS PROTECTION ACT

Pursuant to Section 21 of The Highways Protection Act the Board is the appeal body to decisions of The Highway Traffic Board (HTB) respecting applications for permits for the change in use of an access driveway, the relocation of an access driveway, or the construction of an access driveway onto a Limited Access Highway (LAH) and also, the building of structures within the control limits of LAH.

The Board conducted six hearings in 2003. Four of the applicants had been denied access to a Provincial Trunk Highway by the HTB and were also denied an appeal by the Board. A fifth applicant was granted access by the HTB but upon appeal by the Department of Transportation access was denied. The sixth appeal concerned the introduction of a frequently changing electronic sign on an existing sign structure. This was denied by the Board as it was deemed to be a safety risk to all motorists.

THE PREARRANGED FUNERAL SERVICES ACT

Pursuant to The Prearranged Funeral Services Act, the Board is responsible for licensing companies selling prearranged funeral plans and for reviewing the operations of these firms as to conformity with statutory requirements.

In 2003, the Board issued 23 renewal licences. Sixteen applications for revisions in fees for services were acknowledged.

The Board continued to review and monitor the annual reports filed by the licensees and their trustees in respect of the prearranged funeral plans being sold and the contracted funds maintained in trust.

THE CEMETERIES ACT

Pursuant to Part III of The Cemeteries Act, the Board reviews applications and issues licences to the owners of cemeteries, columbariums and mausoleums that are owned and operated for gain and if not owned and operated for gain, where more than 15 sales of plots occur in any year. Cemeteries related to religious denominations or owned by municipalities are not required to be licensed by the Board.

Pursuant to Part II of the Act, the Board approves the plans of and issues licences for the operation of crematories.

During the year the Board issued renewal licences for the operation of 11 cemeteries, 31 columbariums and 1 initial, 5 mausoleums and 13 crematories and 2 initial.

83 licences and 1 transfer licence to sell cemetery services were issued either to owners or to their sales personnel. In addition, 10 applications for revisions in schedules of fees for spaces, materials and services were authorized and 3 applications for initial fees.

The Board continues to monitor the licensee's compliance for the passing of accounts in respect of perpetual care funds collected and deposited in trust funds with authorized trustees pursuant to The Cemeteries Act.

Rapport annuel 2003

Régie des services publics

Manitoba

Le 6 avril 2004

L'honorable Gregory F. Selinger
Ministre des Finances
Palais législatif, bureau 103
Winnipeg (Manitoba)
R3C 0V8

Monsieur le ministre,

Conformément aux dispositions du paragraphe 109(1) de la *Loi sur la Régie des services publics*, j'ai le privilège de vous présenter le quarante-quatrième rapport annuel de la Régie, pour l'année civile 2003.

Les services publics réglementés par la Régie fournissent des services essentiels à la quasi-totalité des résidants et des entreprises du Manitoba; au total, leurs recettes dépassent les trois milliards de dollars.

Je tiens à remercier le personnel, les conseillers et mes collègues membres de la Régie pour leur dévouement constant à l'égard des activités de la Régie. Avec la collaboration des services publics réglementés et des intervenants représentant les intérêts des contribuables aux audiences publiques de la Régie, cette dernière étudie les tarifs des services et d'autres questions relevant de son mandat dans la perspective de l'intérêt public.

Au nom de la Régie, je tiens particulièrement à saluer les efforts de M. Gerry Forrest, qui a quitté son poste de président de la régie pour prendre sa retraite le 6 février 2004. M. Forrest a eu une carrière longue et distinguée au service du Manitoba, à la Régie (de 1991 à 2004) et, avant cela, dans la fonction publique. Nous lui souhaitons de réussir dans ses projets futurs.

C'est avec mes respects, Monsieur le ministre, que je vous soumets ce document.

Le président,

Graham F.J. Lane, CA

TABLE DES MATIÈRES

NUMÉRO DE PAGE

RESPONSABILITÉS DE LA RÉGIE 1

MEMBRES ET PERSONNEL DE LA RÉGIE 2

SOMMAIRE DES ACTIVITÉS DE LA RÉGIE – (année civile 2003)

Réunions de la Régie 3
Jours d'audiences publiques 3
Jours de conférences préparatoires à l'audience 3
Ordonnances rendues 3

INFORMATION FINANCIÈRE (exercice se terminant le 31 mars 2003) 4-5

FINANCEMENT DES INTERVENANTS 6

Résumés des décisions et activités de la Régie au cours de l'année civile 2003 :
Extraits des principales ordonnances émises par la Régie dans l'année civile 2003 concernant le gaz naturel, l'électricité et l'assurance-automobile publique, auxquels s'ajoute un aperçu d'autres secteurs de responsabilité.

DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

Centra Gas Manitoba Inc. 8
Gladstone, Austin Natural Gas Co-op Ltd. 29
Swan Valley Gas Corporation 32
Achat direct de gaz naturel 38

DISTRIBUTION DE GAZ PROPANE

Stittco Utilities Man Ltd. 39

INTERRUPTION ET REPRISE DE SERVICE 41

LOI SUR LES GAZODUCS 45

HYDRO-MANITOBA 46

SOCIÉTÉ D'ASSURANCE PUBLIQUE DU MANITOBA 56

LOI SUR LES MUNICIPALITÉS 63

LOI SUR LA PROTECTION DES VOIES PUBLIQUES 64

LOI SUR LES ARRANGEMENTS PRÉALABLES DE SERVICES DE POMPES FUNÈBRES

.....65
LOI SUR LES CIMETIÈRES 66

RESPONSABILITÉS

La Régie des services publics (la Régie) est un organisme quasi judiciaire autonome qui fonctionne en vertu de la *Loi sur la Régie des services publics*. La *Loi* a été promulguée en 1959, mais la Régie réglemente en vertu d'autres lois des services de cette nature depuis 1912.

Au cours de l'année à l'étude, la Régie était responsable de la réglementation des services publics désignés dans la *Loi sur la Régie des services publics*; à savoir :

Centra Gas Manitoba Inc. (désormais détenue en propriété exclusive par Hydro-Manitoba), Stittco Utilities Man Ltd., Gladstone, Austin Natural Gas Co-op Ltd. (désormais détenue en propriété exclusive par Centra Gas Manitoba Inc.), Swan Valley Gas Corporation et la plupart des services d'eau et d'égout de la province.

Conformément à la *Loi sur l'examen public des activités des corporations de la Couronne et l'obligation redditionnelle de celles-ci,* la Régie est responsable de la réglementation des primes imposées par la Société d'assurance publique du Manitoba pour l'assurance-automobile obligatoire et des primes connexes liées aux permis de conduire, ainsi que des tarifs d'électricité imposés par Hydro-Manitoba.

D'autres lois définissent les responsabilités de la Régie en matière de réglementation et de décision :

la *Loi sur la distribution du gaz dans la conurbation de Winnipeg*
la *Loi sur la répartition du gaz*
la *Loi sur les arrangements préalables de services de pompes funèbres*
la *Loi sur les cimetières*
la *Loi sur la Ville de Winnipeg* (ententes sur le transport de personnes)
la *Loi sur la Commission des services d'approvisionnement en eau du Manitoba* (appels)
la *Loi sur la protection des voies publiques* (appels).

La Régie est aussi chargée de l'administration de la *Loi sur les gazoducs* ainsi que de l'approbation de la construction et de la mise en service de tous les gazoducs du Manitoba. La préoccupation de la Régie dans ces domaines est la sécurité.

Les services publics réglementés par la Régie, dont les recettes dépassent au total les trois milliards de dollars, fournissent des services touchant la quasi-totalité des résidants et des entreprises du Manitoba.

MEMBRES ET PERSONNEL DE LA RÉGIE

Membres de la Régie :

Graham F. J. Lane, CA, président*
Robert A. Mayer, c.r., vice-président
Denyse T. Côté
L'honorable Leonard Evans
Monica Girouard, CGA
Eric Jorgensen
Kathi Avery Kinew
Susan Proven, CED
Mario J. Santos, LL.B.

*nommé le 8 mars 2004

Personnel :

Dirigeants :

Gerald O. Barron, FCGA, directeur administratif et secrétaire
Hollis Singh, secrétaire adjoint

Personnel administratif :

Jo-Donna Williamson, gestionnaire de bureau
Debra Feuer, secrétaire du président
Brenda Bresch, secrétaire administrative

Le président est nommé à temps complet et les autres membres de la Régie le sont à temps partiel par le lieutenant-gouverneur en conseil.

Les commissions qui étudient les demandes tarifaires et les autres dossiers présentés devant la Régie et qui prennent les décisions sur ces points sont formées de membres de la Régie. Ces membres, le personnel et les conseillers de la Régie doivent observer les lignes directrices sur les conflits d'intérêt afin que les parties qui se présentent devant la Régie soient assurées d'obtenir des jugements indépendants et impartiaux.

La Régie reçoit l'avis de conseillers spécialisés dans les domaines de la comptabilité, de la science actuarielle, du génie et du droit.

SOMMAIRE DES ACTIVITÉS DE LA RÉGIE

RÉUNIONS ET AUDIENCES DE LA RÉGIE

Réunions de la Régie (essentiellement de commissions décisionnelles)		23
Jours de conférences préparatoires à l'audience	2	
Jours d'audiences publiques	38	
Auditions des appels :		
Interruption de service	7	
Loi sur la protection des voies publiques	6	
Courtiers de gaz naturel	9	

Les audiences publiques de la Régie sont annoncées à l'avance; y assistent des représentants des services publics réglementés, des intervenants et le grand public. La Régie reçoit des demandes d'organisations, de groupes et, à l'occasion, de particuliers qui désirent intervenir au cours des audiences consacrées aux demandes tarifaires des services publics. Les intervenants représentent les intérêts des clients et des catégories de clients auxquelles correspondent différents tarifs des services publics, et ils exposent à la Régie des analyses et des arguments sur les questions à l'étude. Les intervenants ont la responsabilité d'aider la Régie à bien comprendre ces questions. La Régie peut enjoindre aux services publics réglementés de prendre en charge les coûts encourus par les intervenants, selon la valeur qu'elle accorde aux interventions. Pour décider de l'allocation de dépens aux intervenants, la Régie se fonde sur les critères énoncés dans ses règles provisoires ainsi que sur son opinion quant à la valeur de l'intervention.

ORDONNANCES RENDUES

Au cours de l'année civile 2003, la Régie a rendu 189 ordonnances :

Industries réglementées :	
Services d'eau et d'égout	63
Hydro-Manitoba	65
Services de gaz naturel et de propane	23
Interruption et reprise de service	7
Société d'assurance publique du Manitoba	6
Loi sur la protection des voies publiques	8
Loi sur les cimetières	5
Appels par les contribuables concernant les courtiers de gaz naturel	11
Loi sur les gazoducs	1

INFORMATION FINANCIÈRE

Exercice se terminant le 31 mars 2003

Les recettes et les dépenses liées aux activités et aux décisions de la Régie sont inscrites aux comptes du fonds consolidé et des services publics réglementés par la Régie. Cette dernière assume les coûts à partir de son propre compte et demande aux services publics de prendre en charge les coûts de ses conseillers et des intervenants à ses audiences.

Prélèvements directs et indirects, en milliers de dollars (k$)

Prélèvements généraux de la Régie auprès d'Hydro-Manitoba pour :			
a) l'électricité	347 $		
b) les opérations gazières	782		
		1 129 $	
Coûts des conseillers de la Régie pris en charge par Hydro-Manitoba, pour :			
a) l'électricité	1 006		
b) les opérations gazières	727		
		1 733	
Coûts des intervenants pris en charge par Hydro-Manitoba, pour :			
a) l'électricité	245		
b) les opérations gazières	370		
		615	
Total des prélèvements de la Régie auprès d'Hydro-Manitoba		3 477	
Prélèvements auprès de la Société d'assurance publique du Manitoba (SAPM) :			
Prélèvements généraux de la Régie auprès de la SAPM	337		
Coûts des conseillers de la Régie pris en charge par la SAPM	433		
Coûts des intervenants pris en charge par la SAPM	54		
Total des prélèvements de la Régie auprès de la SAPM		824	
Autres prélèvements :			
Stittco Utilities Man Ltd.		11	
Swan Valley Gas Corporation		3	
Droits liés aux services funéraires et aux activités liées aux cimetières			25
Autres droits		1	
		4 348 $	

Dépenses directes et indirectes, en milliers de dollars (k$)

Coûts directs de la Régie :		
Coûts associés à la réglementation des tarifs et à la sécurité	356 $	
Salaires et indemnités quotidiennes	463	
Frais généraux (loyer, technologie, services publics, etc.)	257	
		1 076 $
Coûts des conseillers de la Régie facturés aux services publics réglementés		2 180
Coûts des intervenants facturés aux services publics réglementés		669
Total des coûts liés aux activités et à l'orientation de la Régie		3 925 $

L'ordonnance 38/89 énonce les moyens qu'utilise la Régie pour recouvrer les dépenses liées aux audiences qu'elle entend. L'ordonnance 2/94 ainsi que le décret 142/1994 permettent à la Régie de recouvrer les coûts auprès des principales industries réglementées, dont la Société d'assurance publique du Manitoba, Hydro-Manitoba, Centra Gas Manitoba Inc. et Stittco Utilities Man Ltd.

FINANCEMENT DES INTERVENANTS

Conformément à la *Loi sur la Régie des services publics* et à l'ordonnance 163/87, la Régie peut allouer des dépens aux parties qui interviennent à l'égard des questions qui lui sont soumises.

Ces coûts sont payés directement par l'entité requérante.

Le détail des dépens alloués au cours de l'année civile 2003 se présente comme suit :

	Montant demandé	Montant accordé
Société d'assurance publique du Manitoba		
Tarifs d'assurance pour 2003		
ACC-MSOS[1]	43 458,64 $	43 458,64 $
CMMG[2]	10 461,39 $	10 461,39 $
Centra Gas Manitoba Inc.		
Tarifs de vente du gaz d'inventaire en vigueur le 1er février 2003		
ACC-MSOS	3 660,76 $	3 660,76 $
Tarifs de vente du gaz d'inventaire en vigueur le 1er mai 2003		
ACC-MSOS	3 186,26 $	3 186,26 $
DTG 2003-2004		
ACC-MSOS	362 910,96 $	362 910,96 $
Hydro-Manitoba		
Activités d'intégration résultant de l'acquisition de Centra		
CCEP[3]	121 781,79 $	80 461,73 $
Remise du rapport de situation		
ACC-MSOS	165 025,68 $	165 025,68 $

[1]Association des consommateurs du Canada (Manitoba) Inc./Manitoba Society of Seniors
[2]Coalition of Manitoba Motorcycle Groups Inc.
[3]Canadian Centre for Energy Policy Inc.
Remarque : D'autres intervenants n'ont pas demandé l'allocation de dépens.

RÉSUMÉ DES DÉCISIONS IMPORTANTES DE LA RÉGIE

2003

DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

Le principal fournisseur de gaz naturel au Manitoba est Hydro-Manitoba, par l'intermédiaire de sa filiale en propriété exclusive, Centra Gas Manitoba Inc. Le gaz naturel est livré par Hydro-Manitoba à une centaine de collectivités dans tout le sud de la province, au moyen d'un réseau de gazoduc d'environ 8 200 kilomètres. L'entreprise prévoit livrer grâce à ce réseau quelque 2,3 milliards de mètres cubes de gaz naturel par an. La mission définie d'Hydro-Manitoba est la suivante : « Assurer la pérennité de l'approvisionnement énergétique afin de répondre aux besoins de la province, favoriser l'économie et l'efficacité dans la mise en valeur, la production, la transmission, la distribution, l'approvisionnement et l'utilisation finale de l'énergie, et offrir et commercialiser des produits et des services liés à l'énergie, à l'intérieur comme à l'extérieur de la province. » (Hydro-Manitoba, Rapport annuel, 2003)

CENTRA GAS MANITOBA INC.

DEMANDE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. D'ORDONNANCE PROVISOIRE VISANT L'APPROBATION DE TARIFS DE VENTE DE GAZ D'INVENTAIRE POUR TOUT LE GAZ CONSOMMÉ À PARTIR DU 1er FÉVRIER 2003 – Ordonnance 11/02 – 30 janvier 2003

Le 12 décembre 2002, conformément à l'ordonnance 99/01, Centra Gas Manitoba Inc. (« Centra ») a présenté une demande à la Régie des services publics (« la Régie ») afin de faire approuver des tarifs provisoires de vente de gaz d'inventaire et un avenant tarifaire pour éliminer son compte d'écart pour achat de gaz d'inventaire (PGVA) estimatif au 31 janvier 2003; ces tarifs seraient en vigueur du 1er février 2003 jusqu'à l'émission d'une autre ordonnance de la Régie. Les tarifs proposés avaient été établis à partir de la fourchette de prix à terme du 29 novembre 2002.

L'avenant tarifaire de 0,0363 $ le mètre cube (m^3) approuvé antérieurement sur le compte de coûts de gaz reportés (PGDA) devait être maintenu dans les tarifs de février 2003.

Le 22 janvier 2003, Centra a déposé à la Régie une fourchette de prix à terme révisée, accompagnée d'un barème des tarifs révisés. La fourchette de prix pour la période allant du 1er février 2003 au 31 janvier 2004 reposait sur les prix de clôture du 20 janvier 2003, exclusion faite des retombées révisées des opérations de couverture, et s'établissait à 6,684 $/GJ, comparativement au montant de 5,447 $/GJ figurant dans la demande du 12 décembre 2002. Il s'agissait là d'une augmentation d'environ 23 % reflétant les hausses enregistrées dans le marché du gaz naturel.

Voici les coûts du gaz actualisés en fonction des transactions de couverture reposant sur les fourchettes de prix révisées et de l'exécution de transactions de couverture supplémentaires le 15 janvier 2003 :

Date	18 avril 2002	29 mai 2002	17 juillet 2002	16 oct. 2002	15 janv. 2003
Genre	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Mois	Févr. 2003 - avril 2003	Févr. 2003 – avril 2003	Mai 2003 – juillet 2003	Août 2003 – oct. 2003	Nov. 2003 – janv. 2004
Volumes	4 760 000	3 800 000	7 080 000	7 570 000	8 700 000
Coût des transactions	0 $	0 $	0 $	0 $	0 $
Couverture liée aux volumes de Centra	(4 946 930 $)	(4 181 640 $)	(6 927 150 $)	(4 699 500 $)	0 $
Couverture d'achat ou de vente (courtiers)	(231 279 $)	(195 916 $)	(235 924 $)	(178 517 $)	0 $
Total de l'incidence	(5 178 209 $)	(4 377 556 $)	(7 163 074 $)	(4 878 017 $)	0 $
Incidence cumulative	(5 178 209 $)	(9 555 765 $)	(16 718 839 $)	(21 596 856 $)	(21 596 856 $)

Centra a évalué que les transactions mentionnées ci-dessus se traduiraient par une diminution de 0,487 $/Gj. Une telle baisse donnerait un tarif de base du gaz d'inventaire de 0,2264 $/m^3, comparativement au tarif de 0,2019 $/m^3 prévu dans la demande de décembre et au tarif de base existant de 0,1939 $/m^3.

Les avenants tarifaires par unité de Centra pour le PGVA et le PGDA de gaz d'inventaire sont demeurés inchangés par rapport à la demande du 12 décembre. Par conséquent, le tarif facturé du gaz d'inventaire que l'on proposait d'appliquer à compter du 1er février 2003 était dans la demande révisée de 0,2577 $/m^3, comparativement au tarif demandé en décembre de 0,2332 $/m^3 et au tarif en vigueur de 0,2239$/m^3.

Les changements survenus dans les montants annuels facturés pour le gaz naturel aux diverses catégories de clients, après l'inclusion aux tarifs des courbes de prix à terme du 20 janvier 2003, sont reflétés dans le tableau intitulé « Incidences annuelles sur les montants facturés aux clients » :

Incidences annuelles sur les montants facturés aux clients

Catégorie de clients	Augmentation des montants facturés
Service général de petite puissance	8,9 % à 9,8 %
Service général de grande puissance	9,3 % à 11,7 %
Service ininterrompu à volume élevé	11,3 % à 12,4 %
Ligne principale	12,1 % à 13,4 %
Service interruptible	12,6 % à 13,6 %

La prévision sur 12 mois à la clôture au 20 janvier 2003 était de 6,197 $/Gj, soit une hausse tarifaire de 16,2 %. Grâce à l'incidence positive prévue de la gestion des prix par Centra et des prix plus bas du gaz emmagasiné, le coût pondéré du produit demandé par Centra était de 5,860 $/Gj, soit une hausse de 9 %. Une fois pris en compte les frais généraux liés à l'approvisionnement et les coûts du carburant pour compresseur, ainsi que les avenants tarifaires liés au PGVA et au PGDA du gaz d'inventaire, l'incidence pour le client résidentiel caractéristique était une hausse de 9,1 %, soit environ 108 $ par an.

La Régie a approuvé le barème des tarifs du 1er février 2003 proposé par Centra.

Le tableau suivant illustre la volatilité des cours du gaz et leur incidence sur les tarifs. Compte tenu de l'influence de facteurs autres que le coût du produit, comme le coût de gaz emmagasiné et les opérations de couverture, la variation des tarifs n'est pas directement liée aux cours du marché du gaz.

Date	Coût du produit	Montant annuel facturé aux clients résidentiels	% de changement dans le montant facturé
Décembre 1999	3,003 $/Gj	856	Référence
1er août 2000	5,187 $/Gj	993	16,1 %
1er novembre 2000	5,894 $/Gj	1 123	12,6 %
1er février 2001	9,251 $/Gj	1 381	23,0 %
1er août 2001	4,614 $/Gj	1 233	(10,7 %)
1er novembre 2001	4,168 $/Gj	1 147	(6,9 %)
1er février 2002	4,028 $/Gj	1 124	(2,0 %)
1er mai 2002	5,094 $/Gj	1 237	10,0 %
1er août 2002	4,759 $/Gj	1 146	(7,4 %)
1er novembre 2002	5,024 $/Gj	1 194	4,2 %
1er février 2003	5,860 $/Gj	1 302	9,1 %

ORDONNANCE RÉPONDANT À LA REQUÊTE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. ET À CELLE DE L'ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS DU CANADA (MANITOBA) INC. ET DE LA MANITOBA SOCIETY OF SENIORS CONCERNANT LA DEMANDE TARIFAIRE GÉNÉRALE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. POUR

L'EXERCICE 2003-2004 – Ordonnance 55/03 – 4 avril 2003

Centra a présenté une demande tarifaire générale à la Régie en vue d'obtenir, entre autres, l'approbation de nouveaux tarifs de vente pour le gaz de réserve, le transport

(jusqu'aux installations de Centra) et la distribution aux abonnés. Ces tarifs devaient entrer en vigueur le 1er avril 2003 pour tout le gaz naturel consommé à partir du 1er août 2003.

L'Association des consommateurs du Canada (Manitoba) Inc. et la Manitoba Society of Seniors (ACC-MSOS) ont demandé et se sont vues attribuer le statut d'intervenants. La Régie a émis le 22 janvier 2003 l'ordonnance de procédure 9/03, qui établit un calendrier pour l'échange ordonné de renseignements et d'éléments de preuve entre les parties. Centra et l'ACC-MSOS ont chacune présenté une requête à la Régie.

Centra cherchait à obtenir de la Régie une ordonnance radiant la preuve de John D. Todd, présentée dans la demande précitée, ainsi qu'une décision par la Régie de refuser d'admettre en preuve les éléments concernant les « Commentaires sur les méthodes réglementaires à venir » et les sujetsconnexes à l'audience se rapportant à la demande précitée.

L'ACC-MSOS s'est opposée à la requête de Centra et a soutenu que sa preuve apportait des enseignements sur les questions présentées devant la Régie et ne devait donc pas être radiée.

L'ACC-MSOS ont demandé l'émission d'une ordonnance a) obligeant Centra à fournir des réponses et à présenter certains documents, b) obligeant Centra à présenter tout rapport provisoire préparé relativement à l'analyse de « page blanche », c) indiquant que la Régie admettra en preuve les éléments concernant la réglementation à venir et les questions connexes à l'audience consacrée à la demande précitée.

Centra s'est opposée aux demandes de renseignements de l'ACC-MSOS, en indiquant que l'information ne présentait pas d'intérêt pour la demande tarifaire générale. Centra soutenait également que le rapport demandé par l'ACC-MSOS ne lui appartenait pas, mais avait été préparé par Hydro-Manitoba pour son ministre et n'avait pas été élaboré en vue d'un examen public. Les requêtes de Centra et de l'ACC-MSOS ont été rejetées par la Régie.

DEMANDE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. D'ORDONNANCE PROVISOIRE VISANT L'APPROBATION DE TARIFS DE VENTE DE GAZ D'INVENTAIRE POUR TOUT LE GAZ CONSOMMÉ À PARTIR DU 1er MAI 2003 – Ordonnance 73/03 – 1er mai 2003

Le 19 mars 2003, conformément à l'ordonnance 99/01, Centra a présenté une demande à la Régie afin de faire approuver des tarifs provisoires de vente de gaz d'inventaire, ainsi qu'un avenant tarifaire visant à éliminer le PGVA estimé de gaz d'inventaire au 30 avril 2003. Centra proposait que ces tarifs soient en vigueur à compter du 1er mai 2003 jusqu'à l'émission d'une autre ordonnance de la Régie. Les tarifs proposés avaient été calculés au moyen de la fourchette de prix à terme du 7 mars 2003. L'avenant tarifaire de PGDA de 0,0363 $/m^3 approuvé antérieurement devait être maintenu dans le barème tarifaire du 1er mai 2003.

Le 22 avril 2003, Centra a déposé à la Régie une fourchette de prix à terme révisée accompagnée de documents justificatifs et d'un barème des tarifs révisé. La fourchette de prix pour la période allant du 1er mai 2003 au 30 avril 2004 reposait sur les prix de clôture du 9 avril 2003, exclusion faite des retombées révisées des opérations de couverture, et s'établissait à 6,617 $/GJ, comparativement au montant de 7,462 $/GJ figurant dans la demande du 19 mars 2003. Ce prix reflétait la baisse qui venait de toucher le cours du gaz naturel sur le marché.

Centra a aussi révisé les coûts du gaz déclarés dans la demande initiale en raison de transactions de couverture effectuées à partir des fourchettes de prix révisées et de l'exécution d'opérations de couverture supplémentaires le 15 janvier 2003, comme l'indique le tableau ci-dessous.

Date	17 juillet 2002	16 octobre 2002	Janvier 2003
Genre	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Mois	Mai 2003 – juillet 2003	Août 2003 – oct. 2003	Nov. 2003 – janv. 2004
Volumes	7 080 000	7 570 000	8 700 000
Coût des transactions	0 $	0 $	0 $
Couverture liée aux volumes de Centra	(8 128 030 $)	(6 363 320 $)	0 $
Couverture d'achat ou de vente (courtiers)	(275 475 $)	(238 322 $)	0 $
Total de l'incidence	(8 403 505 $)	(6 601 642 $)	0 $
Incidence cumulative	(8 403 505 $)	(15 005 147 $)	(15 005 147 $)

Centra a révisé l'incidence estimée des transactions susmentionnées, qui se traduiraient par une diminution de 0,338 $/Gj.

En regard d'un taux d'incorporation de 100 %, les coûts en carburant, les frais généraux et les coûts du gaz emmagasiné mèneraient à un tarif de base du gaz d'inventaire de 0,2290 $/m^3, comparativement au tarif de 0,2418 $/m^3 proposé dans la demande de mars, et au tarif de base en vigueur de 0,2264 $.

Les avenants tarifaires par unité de Centra pour le PGVA et le PDGA de gaz d'inventaire sont demeurés inchangés par rapport à la demande du 19 mars. Par conséquent, le tarif facturé du gaz d'inventaire que l'on proposait d'appliquer à compter du 1er mai 2003 était dans la demande révisée de 0, 2648 $/m^3, comparativement au tarif demandé en mars de 0,2776 $/m^3 et au tarif en vigueur de 0,2577 $/m^3.

Les changements survenus dans les montants annuels facturés aux diverses catégories de clients pour le gaz naturel, après l'inclusion aux tarifs des courbes de prix à terme du 9 avril 2003, sont reflétés dans le tableau suivant :

Incidences annuelles sur les montants facturés aux clients

Catégorie de clients	Augmentation des montants facturés
Service général de petite puissance	1,7 % à 1,8 %
Service général de grande puissance	1,7 % à 2,1 %
Service ininterrompu à volume élevé	2,1 % à 2,3 %
Ligne principale	2,2 % à 2,4 %
Service interruptible	2,3 % à 2,5 %

La Régie a conclu que la demande de Centra reflétait bien le coût du produit du moment et les conditions courantes du marché et a donc approuvé le barème tarifaire de Centra du 1er mai 2003.

DEMANDE D'ORDONNANCE EX PARTE PROVISOIRE DE LA RÉGIE VISANT L'APPROBATION D'UNE ÉTUDE DE RENTABILITÉ DE L'EXPANSION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL À UN CLIENT DANS LA MUNICIPALITÉ RURALE DE WOODLANDS - Ordonnance 79/03 - 13 mai 2003

Le 29 avril 2003, Centra a demandé à la Régie l'approbation ex parte provisoire d'une étude de rentabilité visant l'expansion du réseau de distribution de Centra, dans le but de servir un client dans la zone de concession de Woodlands, en son nom et au nom de Woodlands.

La consommation annuelle estimative de 12 011 m^3 pour la première phase du projet se fondait sur la puissance indiquée du matériel. La consommation au cours de la deuxième phase a été estimée à 1 725 m^3 à partir de la superficie de l'installation proposée. Centra affirme qu'il n'existe aucun autre client éventuel le long du tracé du prolongement de conduite proposé.

Centra proposait de desservir le client en profitant de la conduite de transport de gaz en polyéthylène existante (60,3 mm) de Centra. Une nouvelle conduite en polyéthylène de 60,3 mm devait être installée sur environ 1 050 mètres en direction du sud-est et raccordée aux installations du client suivant les besoins.

Centra estimait à 18 323 $ les coûts d'immobilisation pour le projet, lesquels devraient être assumés pendant la première année.

Les résultats de l'étude de faisabilité ont indiqué une VAN positive sur 30 ans de 76 $, et le ratio revenus-coûts ne passait pas en dessous du seuil de 1,0 après la cinquième année. Centra devait actualiser ses calculs à la fin de la cinquième année pour établir si un remboursement de la contribution du client s'imposait. Les résultats de l'étude de faisabilité indiquaient que le ratio revenus-coûts de la cinquième année du projet était de 1,0, ce qui satisfait au critère du test de la VAN sur 30 ans. De plus, la contribution de 13 828 $ du client établie par l'étude de faisabilité avait déjà été perçue par Centra.

La Régie a conclu, à première vue, que les estimations des coûts et des recettes et les contributions exigées du client étaient raisonnables et que les critères de la Régie concernant l'expansion de conduites avaient été satisfaits; la Régie a donc approuvé la demande de Centra.

DEMANDE TARIFAIRE GÉNÉRALE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. VISANT L'APPROBATION DE TARIFS DE VENTE POUR LE GAZ DE RÉSERVE, LE TRANSPORT AUX INSTALLATIONS DE CENTRA ET LA DISTRIBUTION AUX ABONNÉS, À COMPTER DU 1ER AVRIL 2003, POUR TOUT LE GAZ CONSOMMÉ À PARTIR DU 1er AOÛT 2003, AINSI QUE D'AUTRES POINTS - Ordonnance 118/03 - 29 juillet 2003

Centra a demandé à la Régie d'approuver la base d'évaluation, le taux de rendement et les tarifs de vente, en fonction du futur exercice de référence 2003-2004. Cette approbation s'appliquerait aux tarifs de vente pour le gaz

de réserve, le transport aux installations de Centra et la distribution aux abonnés, à compter du 1er avril 2003 et pour tout le gaz consommé à partir du 1er août 2003. Centra demandait également l'approbation de plusieurs autres points. Une audience publique a eu lieu du 20 mai au 5 juin 2003. Il s'agissait de la première demande tarifaire générale de Centra depuis l'acquisition de Centra par Hydro-Manitoba le 31 juillet 1999.

Installations en service

La valeur nette des installations en service de Centra a augmenté, passant du chiffre de 273,1 millions de dollars (M$) approuvé en 1998 aux 344,6 M$ demandés pour l'année de référence 2003-2004. La plupart des ajouts aux installations étaient liés à l'expansion en milieu rural, à la croissance de la charge du réseau et aux mises à niveau du réseau de distribution. À l'exception d'environ 1 M$ en dépenses liées à deux projets d'expansion du réseau et aux coûts marginaux imputables au prolongement du service de gaz jusqu'à l'usine inactive de CanAgra à Sainte-Agathe, coûts que la Régie veut continuer de comptabiliser comme des immobilisations en cours jusqu'à l'aliénation définitive à une date ultérieure par la Régie, cette dernière a approuvé tous les ajouts nets aux installations comme ajouts à la base d'évaluation. La Régie a également approuvé a) des changements aux taux d'amortissement découlant d'une étude actualisée sur l'amortissement et b) des changements aux méthodes d'amortissement.

Coûts du gaz

La Régie a approuvé les coûts du gaz établis pour 2002-2003 à partir de la mise à jour du 3 juin 2003, en indiquant que les coûts de gaz autre que le gaz d'inventaire dépendaient largement des forces du marché et des tarifs de transport et d'emmagasinage établis aux échelons national et international. La Régie a aussi approuvé le recouvrement de 5,6 M$ en soldes de comptes reportés à partir de la mise à jour du 3 juin 2003, cette somme devant être récupérée par l'entremise d'un avenant tarifaire sur 12 mois à compter du 1er août 2003.

La Régie a approuvé les coûts de gaz autre que le gaz d'inventaire de 90,3 M$ prévus pour 2003-2004 en besoins en revenus, en fonction de la fourchette de prix à terme du 9 avril 2003. Outre les coûts du produit prévus, les estimations reposaient sur les modalités et les formules de fixation des prix stipulées dans le contrat d'approvisionnement de Centra, ses divers arrangements existants dans les domaines du transport et de l'entreposage et ses coûts. Les écarts entre les estimations et les coûts réels pour 2003-2004 devaient être inscrits dans les comptes de coûts reportés pertinents à compter du 1er avril 2003.

Coûts des opérations

La Régie a accepté les coûts des opérations de 49,3 M$ prévus par Centra pour 2003-2004, en faisant remarquer que, grâce aux avantages synergiques issus de l'acquisition de Centra par Hydro-Manitoba, le coût des opérations n'avait augmenté que légèrement par rapport aux 48,7 M$ approuvés antérieurement par la Régie dans l'ordonnance 79/98.

Impôts sur les bénéfices

La Régie a approuvé la demande de Centra

visant à modifier l'ordonnance 208/02 en vue d'amortir le solde restant d'une dette fiscale ponctuelle de 46 M$ sur une période d'amortissement de 30 ans. La conversion de Centra en entité non assujettie à l'impôt au moment de l'acquisition de Centra par Hydro-Manitoba en juillet 1999 s'est traduite par un impôt sur les bénéfices à payer se chiffrant initialement à 58,5 M$. La Régie a demandé à Centra d'enlever le solde non amorti de la dette fiscale ponctuelle de 46 M$ de sa base d'évaluation et de traiter cette somme comme un compte de coûts reportés afin d'attirer les coûts de possession au taux de rendement global approuvé.

Transfert des avantages synergiques

La Régie a approuvé l'inclusion aux besoins en revenus d'un transfert des avantages synergiques de 3 M$ de Centra à Hydro-Manitoba, de manière à compenser partiellement les coûts engagés par Hydro-Manitoba pour l'acquisition et l'intégration de Centra. La Régie considérait ce transfert comme une question de transition et s'attendait à ce qu'Hydro-Manitoba réalise à l'avenir des économies supplémentaires, grâce à l'acquisition, afin d'éliminer le besoin de tout somme liée au transfert des avantages synergiques au moment de la prochaine demande tarifaire générale.

Taux de rendement

En 1995, la Régie a établi une formule pour calculer un taux raisonnable de rendement des capitaux propres pour Centra. La Régie a accepté le prolongement de la formule proposée. Toutefois, la Régie a rejeté la demande de Centra visant à modifier la structure de capital utilisée pour calculer le taux de rendement des capitaux propres. La Régie a approuvé un taux de rendement des capitaux propres de 9,56 %, en demandant à Centra de déposer un nouveau calcul du taux global de rendement des capitaux propres révisé en fonction de la capitalisation réelle, taux qui devrait se situer aux alentours de 7,96 %.

Autres points

La Régie a confirmé que les ordonnances de la Régie 79/02, 84/02, 135/02, 136/02, 188/02 et 11/03 avaient un caractère définitif. La Régie a accepté une proposition de Centra visant la mise en place de deux nouvelles catégories de clients : les coopératives et les centrales électriques.

La Régie a également demandé à Centra d'établir un calendrier plus fréquent de révision périodique des tarifs, les audiences ne devant pas être séparées de plus trois ans, même si aucun changement de tarif n'est proposé. Selon la Régie, ces nouveaux délais amélioreront l'efficience, l'efficacité et la rapidité du processus de réglementation.

Besoins en revenus, taux et incidences sur les montants facturés aux clients

La Régie a demandé à Centra de déposer un barème actualisé de la base d'évaluation, du taux de rendement, des besoins en revenus, des tarifs et des incidences sur les montants facturés aux clients, de sorte qu'ils reflètent tous les décisions stipulées dans l'ordonnance. Les tarifs et les incidences sur les montants facturés aux clients seront établis dans une ordonnance ultérieure de la

Régie.

DEMANDE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. D'ORDONNANCE PROVISOIRE VISANT L'APPROBATION DE TARIFS DE VENTE DE GAZ D'INVENTAIRE POUR TOUT LE GAZ CONSOMMÉ À PARTIR DU 1er AOÛT 2003 – Ordonnance 119/03 – 29 juillet 2003

Le 25 juin 2003, conformément à l'ordonnance 99/01, Centra a présenté une demande à la Régie pour faire approuver des tarifs provisoires de vente de gaz d'inventaire et un avenant tarifaire afin d'éliminer son PGVA estimatif de gaz d'inventaire au 31 juillet 2003, qui entreraient en vigueur le 1er août 2003. Les tarifs proposés ont été calculés à partir de la fourchette de prix à terme du 9 juin 2003. L'avenant tarifaire du PGDA approuvé antérieurement de 0,0363 $/m^3 devait être abrogé le 1er août 2003. Centra prévoit que le solde du PGDA au 31 juillet 2003 serait de 1 920 854 $ et que ce solde serait intégré au PGVA du gaz d'inventaire au 1er août 2003.

Dans sa demande tarifaire générale, Centra cherchait à obtenir l'approbation de l'établissement d'un compte d'impôt sur le capital reporté associé au solde du PGDA de 878 008 $ pour 2001-2002 et 2002-2003. Centra demandait également que le solde net de 874 139 $ (après le transfert au PGVA de distribution) soit intégré au PGVA du gaz d'inventaire.

Conformément aux exigences de la Régie, Centra a présenté le 23 juillet 2003 une révision de sa demande initiale, en utilisant la fourchette de prix à terme du 16 juillet 2003. Les tarifs proposés tenaient compte de tous les aspects liés aux coûts du gaz des ententes contractuelles conclues pour l'approvisionnement en gaz avec la société Nexen Marketing (« Nexen »). Le facteur à terme stipulé dans le contrat avec Nexen était de 0,5 % du 1er novembre 2002 au 31 octobre 2003 et devait être éliminé à compter du 1er novembre 2003. Le coût pour le transport de Nova AECO à Empress reflétait les prévisions les plus récentes pour la période de 12 mois allant du 1er août 2003 au 31 juillet 2004. La différence de base d'AECO-Empress était celle approuvée par l'Office national de l'énergie pour la période commençant le 31 janvier 2003. L'avenant tarifaire pour le gaz d'inventaire a été calculé à partir des volumes prévus sur 12 mois de Centra et d'achat et vente jusqu'au 31 octobre 2003. La révision du 23 juillet comprenait des changements secondaires à la différence de base AECO-Empress en fonction des coûts actuels.

De plus, depuis le 16 octobre 2002, Centra a procédé à des opérations de couverture en trois occasions différentes sous la forme de tunnels à prime zéro pour des volumes d'environ 24,78 millions de Gj. Centra voulait ainsi protéger dans une certaine mesure les clients contre la volatilité des cours du gaz naturel sur le marché. Le 31 octobre 2003, les arrangements d'achat et de vente devaient être éliminés; il n'y avait aucune incidence des opérations de couverture sur les volumes d'achat et vente après cette date. Après le dépôt de la demande du 25 juin, Centra a effectué des opérations de couverture les 8 et 9 juillet 2003. Les détails de ces deux transactions, ainsi que les résultats les plus

récents des transactions antérieures, figuraient dans la mise à jour de Centra du 25 juillet.

La demande de Centra du 25 juin (révisée le 23 juillet) prévoyait les résultats suivants de la gestion des prix inscrits au marché :

Révision du 22 juillet

Date	16 oct. 2002	15 janv. 2003	16 avril 2003	8 juillet 2003	9 juillet 2003
Genre	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Mois	Août 2003 – oct. 2003	Nov. 2003– janv. 2004	Févr. 2004 – avril 2004	Mars 2004 – juillet 2004	Mars 2004 – juillet 2004
Volumes	7 570 000	8 700 000	8 510 000	3 770 000	3 770 000
Coût des transactions	0 $	0 $	0 $	0 $	0 $
Couverture liée aux volumes de Centra	(104 218 $)	1 345 225 $	3 627 800 $	396 813 $	490 113 $
Couverture d'achat ou de vente (courtiers)	(3 418 $)	0 $	0 $	0 $	0 $
Total de l'incidence	(107 636 $)	1 345 225 $	3 627 800 $	396 813 $	490 113 $
Incidence cumulative	(107 636 $)	1 237 589 $	4 865 389 $	5 262 202 $	5 752 315 $

Le tableau suivant résume les divers éléments de coût utilisés par Centra pour établir les tarifs de base du gaz d'inventaire et les tarifs facturés du gaz d'inventaire relativement à la demande du 25 juin 2003 et à la révision du 23 juillet 2003; il permet de comparer les prévisions aux coûts utilisés pour déterminer les tarifs de base et les tarifs facturés du gaz d'inventaire du 1er mai 2003.

Component	1er mai 2003	Demande du 25 juin	Révision du 23 juillet
Date de la fourchette	9 avril 2003	9 juin 2003	16 juillet 2003
Prix sur 12 mois	6,617 $/Gj	7,337 $/Gj	6,092 $/Gj
Incidences de la couverture	(15 055 147 $)	(18 287 248 $)	5 752 315 $
Incidences de la couverture par unité	(0,3380 $/Gj)	(0,4540 $/Gj)	0,1430 $/Gj
Prix des approvis. de l'Ouest	6,279 $/Gj	6,883 $/Gj	6,235 $/Gj
Prix du gaz	4,127 $/Gj	4,127 $/Gj	4,127 $/Gj

emmagasiné			
Coût du gaz pondéré	5,928 $/Gj	6,389 $/Gj	5,857 $/Gj
Coût du gaz pondéré	0,2241 $/m^3	0,2415 $/m^3	0,2214 $/m^3
Tarif de base du gaz d'inventaire	0,2290 $/m^3	0,2478 $/m^3	0,2268 $/m^3
Montant du PGVA	(706 577 $)	(7 059 777 $)	(7 059 777 $)
Avenant du PGVA	0,0005 $/m^3	(0,0055 $/m^3)	(0,0055 $/m^3)
Avenant du PGDA	0,0360 $/m^3	0,0000 $	0,0000 $
Tarif total facturé	0,2658 $/m^3	0,2423 $/m^3	0,2213 $/m^3

La Régie a autorisé le traitement du PGDA proposé par Centra et a approuvé les demandes de Centra concernant le compte d'impôt sur le capital reporté ainsi que la collecte du solde de ce compte par le mécanisme du PGVA de gaz d'inventaire. La Régie a jugé que la demande déposée par Centra reflétait bien le cours du gaz naturel sur le marché et a approuvé la demande.

Même si le montant annuel facturé pour le gaz naturel dans chacune des catégories de clients aurait diminué en raison du tarif de vente du gaz d'inventaire facturé du 1er août 2003 et de l'élimination de l'avenant tarifaire du PGDA, la Régie s'attendait à une augmentation des tarifs du 1er août 2003 pour le gaz de réserve, le transport et la distribution.

La facture annuelle moyenne du 1er août 2003 et le changement en pourcentage du montant facturé seraient indiqués dans une ordonnance future de la Régie.

DEMANDE D'ORDONNANCE EX PARTE PROVISOIRE PRÉSENTÉE PAR CENTRA GAS MANITOBA INC. À LA RÉGIE ET VISANT L'AUTORISATION ET L'APPROBATION D'UNE MODIFICATION DE L'ENTENTE DE CONCESSION EN VIGUEUR ENTRE CENTRA GAS MANITOBA INC. ET LA MUNICIPALITÉ RURALE DE ROCKWOOD - Ordonnance 120/03 - 29 juillet 2003

Le 23 juillet 2003, Centra a demandé une approbation ex parte provisoire de la Régie et l'autorisation de modifier l'entente de concession en vigueur entre Centra et la municipalité rurale de Rockwood (« Rockwood ») afin de permettre l'installation d'un service de distribution de gaz naturel pour desservir un client résidentiel dans la zone de concession élargie. Centra disposait d'une entente de concession avec Rockwood s'appliquant à une partie de la municipalité. Un propriétaire résidentiel situé dans le quadrant S-E de la section 28, canton 16, rang 2 à l'est du méridien principal, près de la conduite principale qui dessert actuellement la ville de Teulon, a demandé à Centra d'étendre le service de distribution de gaz naturel jusqu'à son domicile. Centra a demandé une concession pour l'ensemble du quadrant, l'autre solution étant de demander l'approbation de concessions lot par lot, ce qui selon Centra, ne s'avérait pas pratique.

Le client devait être desservi grâce à l'installation d'une conduite de gaz de 26,7 mm et d'une unité de compteur de gaz approprié. Aucune autre activité de modernisation des immobilisations n'était nécessaire dans le cadre de l'installation proposée.

Conformément aux prescriptions de l'ordonnance 95/00 du 5 juillet 2000, le client a versé un droit de raccordement résidentiel de 500 $. Il a également payé des frais d'excédent de métrage de 1 108,96 $ (pour 232 mètres), conformément aux modalités de service de Centra.

La Régie a reconnu que la demande de concession lot par lot n'était pas un procédé pratique et qu'il était raisonnable de modifier l'entente de concession pour englober le quadrant, même s'il ne s'agissait de desservir qu'un seul client. La Régie a conclu que les

droits de connexion et les frais d'excédent de métrage étaient appropriés et conformes aux exigences existantes.

DEMANDE D'ORDONNANCE EX PARTE PROVISOIRE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. PRÉSENTÉE À LA RÉGIE : 1. AUTORISATION D'UNE MODIFICATION DE L'ENTENTE DE CONCESSION EN VIGUEUR ENTRE CENTRA GAS MANITOBA INC. ET LA MUNICIPALITÉ RURALE DE HAMIOTA; 2. APPROBATION DE L'ÉTUDE DE RENTABILITÉ CONCERNANT L'EXPANSION D'UN SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL À UN CLIENT COMMERCIAL DANS LA ZONE DE CONCESSION ÉLARGIE - Ordonnance 121/03 - 29 juillet 2003

Le 3 juillet 2003, Centra a demandé une approbation ex parte provisoire de la Régie et l'autorisation de modifier l'entente de concession en vigueur entre Centra et la municipalité rurale de Hamiota (MR), ainsi que l'approbation ex parte provisoire d'une étude de rentabilité visant l'expansion du réseau de distribution de Centra, dans le but de servir un client commercial dans la zone de concession élargie.

Centra dispose d'une entente de concession avec la ville de Hamiota, qui est située dans la MR. On a demandé à Centra d'étendre le service de distribution de gaz naturel à un établissement commercial situé dans le quadrant N-O de la section 32, canton 13, rang 23 à l'ouest du méridien principal. Pour desservir ce client, une concession était également nécessaire pour le quadrant N-O de la section 5, canton 14, rang 23 à l'ouest du méridien principal.

On a demandé à Centra de fournir le service d'ici l'automne 2002, avec une mise en service prévue en août 2003. La consommation annuelle était estimée à 17 336 m^3. Centra a proposé de desservir le client en prolongeant sa conduite de transport de 60,3 mm actuellement raccordée à la ville de Hamiota. Cette conduite traverse la propriété du client du nord au sud sur la servitude de Centra. Un robinet réducteur de pression devait être installé sur la conduite de transport existante afin d'alimenter une prolongation de conduite en polyéthylène de 60,3 mm (NPS, 2 po) qui serait installée sur le côté nord de l'emprise routière, dans le quadrant S-E de la section 5, canton 14, rang 23 à l'ouest du méridien principal. Étant donné que cette prolongation de conduite portait sur moins de 10 km, son installation n'exigeait aucune approbation environnementale en vertu du règlement 164/88 de la *Loi sur l'environnement* (Manitoba), et aucun coût d'immobilisation supplémentaire n'était nécessaire pour desservir l'exploitation agricole existante.

Les coûts d'immobilisations du projet étaient évalués à 23 882 $, y compris l'installation d'un robinet réducteur, d'une conduite de distribution et d'une unité de service et de compteur de gaz.

Centra a fait savoir que le test de la valeur actualisée nette (VAN) sur 30 ans approuvé par la Régie s'était traduit par une contribution exigée du client de 18 773 $. Avec cette contribution, le projet produirait le ratio revenus-coûts (RC) requis de 1,0 d'ici la cinquième année, et ne baisserait en dessous de 1,0 pendant toute la durée du

projet. L'apport de capitaux de Centra à ce projet a été estimé à 5 109 $. Centra a reçu du client une contribution de 10 000 $, en indiquant que le solde serait reçu du client une fois la demande approuvée par la Régie.

La Régie a conclu que la demande déposée était conforme à son exigence visant à ce que les demandes d'expansion de réseau soient étayées par une étude de faisabilité approuvée.

La Régie a examiné la conception de l'installation et les coûts d'immobilisations et a conclu que la conception était satisfaisante et les coûts raisonnables, de même que les autres coûts et revenus utilisés dans l'étude de faisabilité. La Régie a approuvé la demande d'autorisation ex parte provisoire.

ORDONNANCE APPROUVANT LES TARIFS DE VENTE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. CONFORMÉMENT AUX ORDONNANCES 118/03 ET 119/03 DE LA RÉGIE POUR TOUT LE GAZ CONSOMMÉ À PARTIR DU 1er AOÛT 2003 - Ordonnance 125/03 - 6 août 2003

La Régie a émis le 29 juillet 2003 l'ordonnance 118/03 relative à la demande tarifaire générale de Centra pour l'exercice de référence 2003-2004. Elle a demandé à Centra de déposer une série de barèmes révisés, notamment ceux des tarifs de base et des tarifs facturés qui visent le recouvrement de tous les coûts autres que ceux du gaz d'inventaire, en fonction des décisions de la Régie. Les tarifs facturés, autres que ceux applicables au gaz d'inventaire, s'appliquaient à partir du 1er août 2003 à tout le gaz consommé à compter du 1er avril 2003. Un avenant tarifaire a été exigé pour récupérer les revenus supplémentaires correspondant aux éléments de coûts du 1er avril 2003 au 31 juillet 2003.

Outre la demande tarifaire générale, Centra a déposé une demande séparée visant l'entrée en vigueur d'un nouveau tarif de gaz d'inventaire pour tout le gaz consommé à partir du 1er août 2003. La Régie a étudié cette demande et émis le 29 juillet 2003 l'ordonnance 119/03 qui approuvait la modification du tarif de base du gaz d'inventaire. Par ailleurs, la Régie a approuvé le tarif facturé du gaz d'inventaire, établi à partir du tarif de base et de l'incidence du recouvrement du solde du PGVA au 31 juillet 2003 au cours des 12 mois suivants et de l'élimination prévue de l'avenant tarifaire concernant le compte de coûts de gaz reportés (PGDA). Cet avenant tarifaire est entré en vigueur le 1er août 2001 pour une période prévue de 24 mois.

Dans l'ordonnance 118/03, la Régie ordonnait à Centra de calculer et de présenter l'incidence des taux du 1er août 2003 sur toutes les catégories de clients en fonction de l'ensemble des décisions de la Régie énoncées dans les ordonnances 118/03 et 119/03.

L'application des directives figurant dans l'ordonnance 118/03 a provoqué une réduction de la base d'évaluation de 47 943 000 $.

Dans l'ordonnance 118/03, la Régie demandait à Centra de recalculer le taux de rendement global au moyen de la capitalisation réelle au 31 mars 2003 et de la

capitalisation prévue au 31 mars 2004. Ce changement a fait diminuer le rendement global de 8,28 % (demande initiale) jusqu'à 8,1 %.

La requête s'est traduite par un besoin en revenues de 521 659 400 $.

Centra a appliqué la méthode de répartition des coûts et la formule tarifaire approuvées par la Régie dans l'ordonnance 118/03 pour calculer les besoins en revenus et la base d'évaluation révisés déposés le 1er août 2003.

Les avenants tarifaires comprenaient la récupération au 31 mars 2003 du PGVA de gaz autre que le gaz d'inventaire et d'autres soldes du compte de coûts de gaz reportés (avec les coûts de possession jusqu'au 31 juillet 2003), conformément au dépôt réalisé par Centra le 3 juin 2003 (pièce n° 40), d'un montant approximatif de 5,6 M$. De cette somme, Centra avait demandé un transfert de 874 837 $ au PGVA du gaz d'inventaire, transfert approuvé par la Régie dans l'ordonnance 118/03. Le montant à récupérer dans les 12 mois suivants en application de l'avenant tarifaire visant le gaz autre que le gaz d'inventaire est donc de 4 729 826 $.

L'avenant tarifaire visant le gaz d'inventaire, approuvé dans l'ordonnance 119/03, comprend les effets de l'élimination de l'avenant du PGDA ainsi que la récupération du solde du PGVA du gaz d'inventaire au 31 juillet 2003 dans les 12 mois suivants. La Régie a également approuvé dans l'ordonnance 118/03 des frais généraux du gaz d'inventaire de 1,48 $/Gj, qui sont inclus dans le tarif du gaz d'inventaire du 1er août 2003.

Centra a par ailleurs recalculé l'avenant lié au retard dans l'application des tarifs pour récupérer les revenus cédés de 56 307 $, étant donné que les tarifs révisés de la demande tarifaire générale n'ont pu entrer en vigueur avant le 1er août 2003. Cet avenant tarifaire sera récupéré dans le tarif de distribution applicable à toutes les catégories de clients, à l'exception des catégories Centrales électriques et Coopératives, où l'avenant tarifaire est inclus aux frais mensuels de base.

Le tableau suivant illustre la gamme des incidences des tarifs facturés sur le montant annuel facturé aux clients des diverses catégories pour ce qui a trait au dépôt d'une demande tarifaire générale en vertu de l'ordonnance 118/03 et du tarif du gaz d'inventaire du 1er août conformément à l'ordonnance 119/03.

Catégorie de clients	Incidence annuelle des tarifs
SGPP	(5,8 %) à (6,3 %)
SGGP	(6,1 %) à (7,5 %)
Service ininterrompu à volume élevé	(5,2 %) à (7,4 %)
Coopératives	(10,2 %) à (11,3 %)
Ligne principale	(5,6 %) à (6,6 %)
Contrats spéciaux	106,3 %
Centrales électriques	(57,8 %)
Service interruptible	0,7 % à 1,1 %

La facture annuelle du client résidentiel caractéristique a diminué de 77 $, soit environ 5,9 %.

La Régie a étudié tous les documents déposés par Centra le 1er août 2003, conformément aux directives des ordonnances 118/03 et

119/03, et a approuvé les barèmes tarifaires présentés par Centra qui seront applicables pour tout le gaz consommé à partir du 1er août 2003.

ORDONNANCE VISANT À ANNULER PLUSIEURS ORDONNANCES DE LA RÉGIE RELATIVES À LA CLASSIFICATION UNIFORME DES COMPTES POUR LES SERVICES DE GAZ - Ordonnance 140/03 -30 septembre 2003

La Régie a émis l'ordonnance 234/60 concernant l'usage de la classification uniforme des comptes applicable aux compagnies de distribution de gaz de l'Association Canadienne du Gaz.

Les modifications et les révisions de l'ordonnance 234/60 ont été incorporées aux ordonnances 16/61, 47/61 et 61/70 du 17 janvier 1961, du 15 mars 1961 et du 8 juin 1970, respectivement.

Grâce aux progrès de la technologie comptable, les services de gaz ont modernisé leurs classifications des comptes en fonction des besoins actuels liés à la réglementation et à la présentation de rapports financiers. De plus, la classification uniforme des comptes applicable aux compagnies de distribution de gaz n'est plus tenue à jour par l'Association Canadienne du Gaz. La Régie a donc décidé que les services de gaz qu'elle réglemente ne devraient plus être tenus d'utiliser la classification uniforme des comptes comme c'était le cas auparavant.

DEMANDE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. D'ORDONNANCE PROVISOIRE VISANT LA MODIFICATION DU PROCESSUS ET DES EXIGENCES MINIMALES DE DÉPÔT APPLICABLES À LA MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS STIPULÉE DANS LES ORDONNANCES 55/00, 115/00 ET 99/01 DE LA RÉGIE - Ordonnance 143/03 -3 octobre 2003

Depuis 1999, les tarifs de ventes de Centra ont été « décomposés » de manière à ce que les factures aux clients indiquent les taux correspondant à chacun des éléments suivants :

(i) gaz d'inventaire
(ii) gaz de réserve
(iii) transports aux installations de Centra

(iv) distribution à partir de Centra
(v) frais mensuels de base

Les tarifs du gaz d'inventaire s'appliquent au gaz naturel reçu de l'Ouest canadien à la frontière de l'Alberta.

Dans l'ordonnance 55/00 de la Régie (14 avril 2000), une méthode d'établissement des tarifs (MET) a été établie pour ajuster les tarifs du gaz d'inventaire de Centra chaque trimestre (au 1er novembre, 1er février, 1er mai et 1er août) en fonction des éléments suivants :

a) 50 % de la différence entre le prix à terme de 12 mois pour le gaz provenant de l'Ouest canadien (pondéré en fonction du coût du gaz emmagasiné) et le coût du gaz d'inventaire incorporé

aux tarifs approuvés actuels;

b) l'écoulement du solde du compte d'écart pour achat de gaz d'inventaire (PGVA) sur une période de 12 mois.

La Régie a établi des exigences minimales de dépôt pour les demandes tarifaires trimestrielles concernant le gaz d'inventaire, qui prévoient notamment des barèmes et des calculs illustrant 25 %, 75 % et 100 % du changement de la courbe des prix à terme, en plus du facteur d'ajustement de 50 % prévu dans la MET approuvée.

Des décisions ultérieures de la Régie ont mené à des améliorations et à des révisions du processus et de la MET. Dans l'ordonnance 15/00 émise par la Régie le 31 juillet 2000, il a été demandé à Centra de présenter une fourchette de prix à terme actualisée dix jours avant le début de chaque trimestre de l'exercice, de manière à fournir à la Régie et à toutes les parties de l'information à jour sur les tarifs du gaz. Dans l'ordonnance 99/01 du 15 juillet 2001, la Régie a décidé que pour mieux répondre aux tarifs du marché, la MET devait être modifiée de manière à ce que les tarifs du gaz d'inventaire reflètent l'intégralité de la différence entre le prix à terme actuel sur 12 mois des approvisionnements de l'Ouest canadien (pondéré en fonction du coût du gaz emmagasiné) et le coût du gaz d'inventaire incorporé au tarif de vente approuvé.

Centra a demandé l'autorisation de modifier le processus et les exigences minimales de dépôt pour la MET. Centra cherchait notamment à éviter le dépôt d'une demande tarifaire trimestrielle pour le gaz d'inventaire suivi d'une actualisation des tarifs à partir des nouvelles données peu avant le début de chaque trimestre de l'exercice. Afin d'éviter toute confusion pour ses clients, Centra a demandé à pouvoir déposer cette demande tarifaire trimestrielle au cours du mois précédant sa date proposée d'entrée en vigueur. La demande de Centra reposerait sur l'information concernant le prix à terme calculé au début du mois précédant la date d'application du tarif trimestriel. On ne calculerait aucune information actualisée sur le prix à terme, car on manquerait de temps pour avertir les clients si cette information différait de celle sur laquelle la demande tarifaire trimestrielle était initialement fondée.

Un deuxième aspect de la demande de Centra reposait sur le fait que les tarifs trimestriels du gaz d'inventaire sont désormais établis au moyen du facteur d'ajustement de 100 %; Centra demandait donc l'élimination de l'exigence minimale de dépôt obligeant à présenter des scénarios d'ajustement de 25 %, 50 % et 75 %.

Dans l'ordonnance 55/00, et lors de l'établissement initial d'une MET pour déterminer les tarifs du gaz d'inventaire, la Régie avait indiqué qu'il s'agissait d'un nouveau processus instauré à titre d'essai.

Le processus actuel de MET provoque souvent des différences entre les taux proposés dans la demande initiale de Centra et les tarifs approuvés en fonction d'un calcul des prix actualisé qui est déposé ultérieurement. Ce processus pourrait semer la confusion pour les abonnés des services de gaz naturel, car l'avis public se fonde sur la demande initiale de Centra et les taux finalement approuvés pourraient reposer sur

les calculs des prix actualisés qui sont déposés ultérieurement.

Pour éviter ce genre de confusion, la Régie a modifié le processus de MET de sorte que Centra doive calculer le prix à terme des approvisionnements de l'Ouest canadien (pondéré en fonction du coût du gaz emmagasiné) au cours de la première semaine du mois précédant chaque trimestre de l'exercice.

En effectuant le calcul au début du mois précédant l'amorce du nouveau trimestre, Centra pourra déposer devant la Régie sa demande de nouveaux tarifs du gaz d'inventaire à temps pour permettre l'émission d'un avis au public et pour donner aux intervenants et au public une période d'au moins une semaine afin de faire part de leurs observations sur les tarifs proposés.

La Régie a voulu conserver une certaine souplesse et n'a donc pas fixé de date précise pour le calcul du prix à terme du gaz naturel ou pour le dépôt de sa demande tarifaire trimestrielle concernant le gaz d'inventaire. La Régie attend plutôt de Centra et de chacune des parties qu'elles appliquent efficacement la révision au profit de tous les abonnés des services de gaz de sorte que ces derniers et les autres intervenants disposent d'au moins une semaine après l'avis public pour faire part de leurs observations.

La Régie a annulé l'exigence imposée à Centra de déposer des barèmes et des calculs complémentaires reflétant les ajustements à 25 %, 50 % et 75 %.

DEMANDE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. D'ORDONNANCE EX PARTE PROVISOIRE VISANT L'APPROBATION DE TARIFS DE VENTE DE GAZ D'INVENTAIRE POUR TOUT LE GAZ CONSOMMÉ À PARTIR DU 1er NOVEMBRE 2003 - Ordonnance 161/03 - 30 octobre 2003

Le 8 octobre 2003, Centra a présenté à la Régie une demande d'autorisation visant l'approbation de tarifs provisoires de vente du gaz d'inventaire et d'un avenant tarifaire pour éliminer son PGVA estimatif de gaz d'inventaire au 31 octobre 2003, à compter du 1er novembre 2003, conformément au processus de MET révisé et approuvé. Les tarifs proposés avaient été calculés au moyen de la fourchette de prix à terme du 1er octobre 2003.

Un avis public décrivant cette demande a été publié dans plusieurs journaux à partir du 18 octobre 2003. Il invitait les parties intéressées à faire part à la Régie de leurs observations concernant la demande le 29 octobre 2003 au plus tard. La Régie n'a reçu aucun commentaire sur cette demande.

Le tableau suivant résume les divers éléments de coûts utilisés par Centra pour établir les tarifs de base du gaz d'inventaire et les tarifs facturés, et il donne une comparaison des coûts utilisés pour déterminer les tarifs du 1er août 2003.

Élément	Tarifs en vigueur le 1er août 2003	Tarifs proposés au 1er novembre 2003
Date de la fourchette de prix à terme	16 juillet 2003	1er octobre 2003
Prix à terme de 12 mois	6,0920 $/Gj	5,5540 $/Gj
Incidence estimée de la gestion des prix ($/Gj)	0,1430 $/Gj	0,4140 $/Gj
Prix des approvisionnements de l'Ouest	6,2350 $/Gj	5,9680 $/Gj
Prix du gaz emmagasiné	4,1270 $/Gj	6,1620 $/Gj
Coût du gaz pondéré	5,8570 $/Gj	6,0030 $/Gj
Tarif par mètre cube	0,2214 $ $/m^3	0,2269 $/m^3
Tarif de base du gaz d'inventaire	0,2268 $/m^3	0,2320 $/m^3
Avenant du PGVA ($/m^3)	(0,0055 $/m^3)	0,0012 $/m^3
Tarif total facturé	0,2213 $/m^3	0,2332 $/m^3

Plusieurs facteurs influent sur les tarifs du gaz d'inventaire. Le prix des approvisionnements de l'Ouest de 5,9680/Gj reflétait le contrat d'approvisionnement en gaz en vigueur avec Nexen Marketing, notamment l'élimination à compter du 1er novembre 2003 du facteur à terme de 0,5 % qui était appliqué au cours de l'exercice précédent. Les résultats négatifs estimatifs de la gestion des prix inscrits au marché (0,4140/Gj ou 16,7 M$) ont été inclus dans les tarifs du gaz d'inventaire. Ces coûts estimatifs sont issus de la mise en place de tunnels à prime zéro sur des volumes d'environ 24,75 millions de Gj. Le coût du gaz emmagasiné, qui devait être de 6,125 $/Gj, a augmenté sensiblement par rapport au coût au trimestre précédent (4,1270 $/Gj) en raison de l'épuisement total du gaz d'inventaire emmagasiné au 31 mars 2003.

Un solde de PGVA est créé lorsque les coûts du gaz d'inventaire diffèrent des revenus perçus auprès des clients. L'avenant tarifaire du PGVA de 0,0012 $/m^3 reflétait un solde du PGVA de 1 561 738 $ dû à Centra.

Le tarif total facturé qui en résulte était à compter du 1er novembre 2003 de 0,2332 $/m^3, comparativement au tarif de 0,2213 $/m^3 facturé au trimestre précédent.

Le tableau suivant illustre les hausses des montants annuels facturés aux différentes catégories de clients pour le gaz naturel comme suite à cette demande. Cette incidence est établie à partir des tarifs en vigueur le 1er août 2003 pour le gaz d'inventaire, le gaz de réserve, le transport et la distribution.

Incidences annuelles sur les montants facturés aux clients

Catégorie de clients	Range of Impacts
Service général de petite puissance	3,0 % à 3,2 %
Service général de grande puissance	3,1 % à 3,9 %
Service ininterrompu à volume élevé	3,7 % à 4,1 %
Coopératives	3,9 % à 4,0 %
Ligne principale	3,9 % à 4,3 %
Service interruptible	3,9 % à 4,2 %

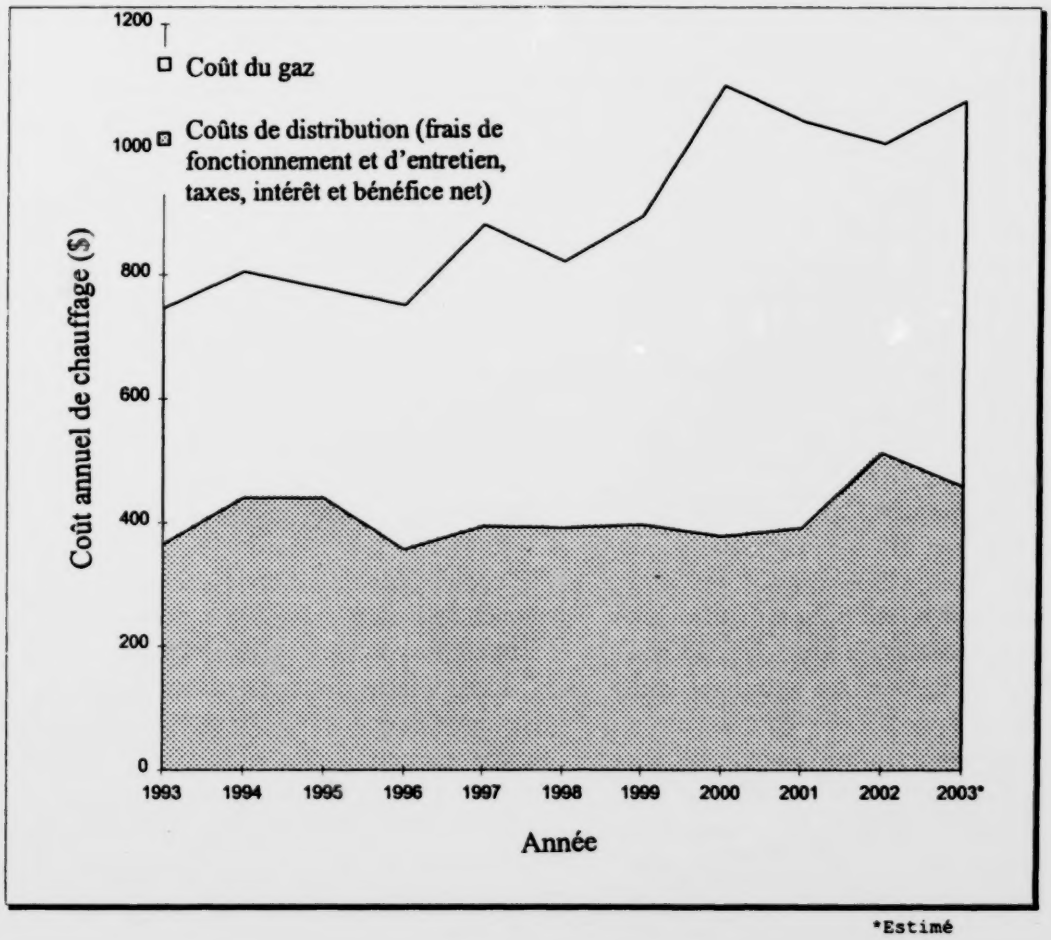
Le client résidentiel moyen verrait sa facture annuelle de chauffage augmenter d'environ 36 $.

La Régie a conclu que la demande de Centra reflétait bien le coût du produit et les conditions du marché au moment de la demande, ainsi que la MET et le processus qu'elle avait approuvés antérieurement. La Régie a donc approuvé le barème tarifaire de Centra du 1er novembre 2003.

Le tableau suivant illustre la volatilité du marché et l'incidence sur les tarifs qui en découlent. Cette volatilité est dans une certaine mesure atténuée par le fait que la MET tient compte de facteurs autres que le coût du produit, comme le coût du gaz emmagasiné et les effets des opérations de couverture.

Date	Coût du produit	Montant annuel facturé	% de variation du coût du produit	% de variation du montant annuel facturé
Décembre 1999	3,003 $/Gj	840 $	Référence	Référence
1er août 2000	5,187 $/Gj	975 $	72,7 %	16,1 %
1er novembre 2000	5,894 $/Gj	1 098 $	13,6 %	12,6 %
1er février 2001	9,251 $/Gj	1 350 $	57,0 %	23,0 %
1er août 2001	4,614 $/Gj	1 204 $	(50,1 %)	(10,7 %)
1er novembre 2001	4,168 $/Gj	1 121 $	(9,7 %)	(6,9 %)
1er février 2002	4,028 $/Gj	1 099 $	(3,4 %)	(2,0 %)
1er mai 2002	5,094 $/Gj	1 209 $	26,5 %	10,0 %
1er août 2002	4,759 $/Gj	1 120 $	(6,6 %)	(7,4 %)
1er novembre 2002	5,024 $/Gj	1 167 $	5,6 %	4,2 %
1er février 2003	5,860 $/Gj	1 273 $	16,6 %	9,1 %
1er mai 2003	5,928 $/Gj	1 295 $	1,2 %	1,7 %
1er août 2003	5,857 $/Gj	1 213 $	(1,2 %)	(6,3 %)
1er novembre 2003	6,003 $/Gj	1 250 $	2,5 %	3,0 %

FIGURE 1



*Estimé

COÛT ANNUEL DE CHAUFFAGE D'UN CLIENT RÉSIDENTIEL MOYEN AUX TARIFS DE BASE (annualisés)

Centra Gas Manitoba Inc.

Calculé à partir d'une consommation de 3 711 m^3/an

Les coûts pour 2003 sont estimés à partir des tarifs facturés du 1er novembre 2003
Les coûts pour 2002 comprennent une somme de 120 $ pour le recouvrement d'un compte de coûts de gaz reportés

GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP LTD.

À la fin de 2003, Centra Gas Manitoba Inc. d'Hydro-Manitoba a présenté une demande visant l'acquisition de la société Gladstone, Austin Natural Gas Co-op Ltd., qui devait selon les prévisions procurer des bénéfices aux contribuables de la région. La Régie a approuvé la vente en février 2004.

DEMANDE DE LA SOCIÉTÉ GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP LTD. VISANT L'APPROBATION EX PARTE PROVISOIRE D'UNE HAUSSE DU TARIF DE VENTE À FACTURER POUR TOUT LE GAZ NATUREL CONSOMMÉ À PARTIR DU 1er FÉVRIER 2003 -- Ordonnance 22/03 - 19 février 2003

Le 24 janvier 2203, la société Campbell Ryder Engineering Ltd. (CRE) a déposé devant la Régie, au nom de la coopérative, une demande visant l'approbation ex parte d'une hausse de 1,80 $/Gj du tarif de vente du gaz, qui passerait ainsi de 9,95 $/Gj à 11,75 $/Gj. La coopérative a indiqué que cette hausse était nécessaire pour compenser une augmentation du cours d'acquisition du gaz de 5,25 $/Gj (sur lequel repose le tarif de vente actuel) à 6,679 $/Gj. Elle a estimé à partir de la fourchette du prix du 23 janvier 2003 que le coût du gaz au point de livraison augmenterait pour passer de 6,60 $/Gj (sur lequel repose le tarif de vente actuel) à environ 8,00 $/Gj au cours de l'exercice 2002-2003, qui commence le 1er novembre 2002 et se termine le 31 octobre 2003.

Le solde réel du PGVA au 31 octobre 2002 se chiffrait à un montant dû aux clients de 27 805 $. La coopérative a indiqué que, faute d'un changement de tarif, le PGVA pour la période allant du 1er novembre 2002 au 31 octobre 2003 s'inverserait pour atteindre un solde d'environ 80 500 $ dû à la coopérative. Toutes choses étant par ailleurs égales, une hausse de $1,80 $/Gj du tarif de vente devait entrer en vigueur le 1er février 2003 pour que l'on atteigne un solde nul ou quasiment nul au 31 octobre 2003. Cette modification représentait une hausse d'environ 18 % par rapport au tarif de vente en vigueur. L'augmentation de 1,80 $/Gj permettrait de recouvrer la hausse estimative des coûts du gaz pour la période de 12 mois au cours des 9 mois restants de l'exercice.

La coopérative a proposé d'avertir ses clients des modifications tarifaires proposées au moyen d'un avis joint aux factures de février. Cet avis d'accompagnement demanderait aux parties intéressées de faire part à la Régie de leurs observations concernant cette demande au plus tard le 17 février 2003.

La Régie avait auparavant fait savoir que les tarifs de vente devaient refléter étroitement les cours du marché du gaz naturel, et que l'établissement des tarifs devait également tenir compte de la stabilité des prix et de l'équité intergénérationnelle. La Régie a reconnu que les cours du gaz naturel avait augmenté considérablement depuis octobre 2002.

La Régie a relevé que faute d'une hausse du tarif de vente, le solde estimatif du PGVA atteindrait au 31 octobre 2003 un montant d'environ 80 000 $ du à la coopérative. Elle a

jugé qu'il ne convenait pas de laisser ce solde s'accumuler ainsi, et que la hausse tarifaire proposée tenait bien compte, de façon équilibrée, des trois éléments considérés importants par la Régie (les cours en vigueur sur le marché, la stabilité des tarifs et l'équité intergénérationnelle). La Régie a approuvé le barème des tarifs proposé.

DEMANDE DE LA SOCIÉTÉ GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP LTD. VISANT L'APPROBATION D'UNE BAISSE DU TARIF DE VENTE À FACTURER POUR TOUT LE GAZ CONSOMMÉ À PARTIR DU 1er NOVEMBRE 2003 AINSI QUE D'UNE MODIFICATION DE LA MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS AFIN DE PERMETTRE LA MODIFICATION DES TARIFS DE VENTE CHAQUE TRIMESTRE – Ordonnance 163/03 – 31 octobre 2003

Le 30 septembre 2003, la CRE a déposé devant la Régie, au nom de la coopérative, une demande visant l'approbation ex parte d'une diminution du tarif de vente. La baisse prévue de 1,47 $/Gj reposait sur la fourchette de prix du 26 septembre 2003 et sur un solde estimatif nul du PGVA au 31 octobre 2004. Le 6 octobre 2003, la CRE a déposé une révision de la demande établie à partir de la fourchette du marché du 3 octobre 2003 et d'un solde nul du PGVA au 31 octobre 2004.

La coopérative a décidé de proroger son entente d'approvisionnement en gaz naturel avec PremStar pour une durée de 12 mois à compter du 1er novembre 2003. Elle a indiqué dans sa présentation que la conclusion d'une entente à forfait n'était pas viable en raison de la volatilité élevée du marché, des prix élevés qui accompagnent l'établissement d'un contrat à forfait et du sentiment que les cours actuels du marché dépassaient sans doute le niveau normal. De plus, la production annuelle réduite de la coopérative n'attirait pas d'autres fournisseurs et favorisait donc la prorogation de l'entente existante. Par ailleurs, la gestion par PremStar de l'excédent de la capacité de transport s'est traduite l'an dernier par un profit d'environ 19 200 $ pour la coopérative, profit qui devrait se répéter au prochain exercice.

En fonction du mécanisme d'établissement des prix stipulé dans le contrat avec PremStar et de la fourchette de prix du 3 octobre 2003, la coopérative a demandé l'application d'un tarif de vente de 10,33 $/Gj, soit une diminution de 1,42 $/Gj (12,2 %) par rapport au tarif en vigueur. Le tarif proposé se fonde sur un prix du produit estimé à 5,921 $/Gj en vertu du contrat avec PremStar.

Le solde estimatif du PGVA au 31 octobre 2003 était de 23 344 $ dus aux clients. Le revenu net des ventes de l'excédent de la capacité de transport se chiffrait à 16 500 $. Le tarif de vente englobe le prix moyen annuel du gaz payable à PremStar, le transport au point de livraison, un remboursement du solde du PGVA et un élément regroupant les frais ultérieurs liés à la livraison.

Le volume prévu des ventes pour 2003-2004 était de 78 630 Gj, soit un peu moins que le

chiffre de 80 123 Gj actuellement prévu pour 2002-2003; il reposait sur une moyenne de cinq ans, en tenant compte des circonstances actuelles. Une baisse du volume des ventes était prévue en raison de la situation globale actuelle de l'économie agricole, de la faible croissance escomptée du marché intérieur et d'un retour à un volume normal des ventes après des niveaux supérieurs à la moyenne en 2002-2003.

Outre le changement tarifaire demandé pour le 1er novembre 2003, la coopérative a demandé à la Régie d'approuver une modification de la méthode d'établissement des tarifs. Elle tente actuellement de maintenir une structure de tarifs annuels, qui sont modifiés chaque année au 1er novembre. Compte tenu de la volatilité du marché et de la nécessité d'assurer que les coûts et les recouvrements conservent un équilibre raisonnable, la coopérative a demandé à ce que les tarifs de vente puissent être changés chaque trimestre de l'exercice (les 1er février, 1er mai, 1er août et 1er novembre).

La méthode proposée est la même que celle utilisée par Centra Gas Manitoba Inc. pour établir les tarifs du gaz d'inventaire. Elle exige une prévision des coûts du gaz et du solde du PGVA à la fin de chaque trimestre, et les tarifs refléteraient les coûts du gaz prévus, auxquels s'ajouterait un montant qui permettrait d'éliminer tout solde du PGVA avec les volumes annualisés des 12 mois suivants. L'écoulement du solde du PGVA à la fin d'un trimestre donné se ferait selon des volumes continus ou « roulants » sur 12 mois.

La Régie estime toujours que les tarifs de vente devraient refléter étroitement les cours du marché du gaz naturel, et que la stabilité des prix et l'équité intergénérationnelle devraient également être prises en compte lors de l'établissement des tarifs. Elle reconnaît par ailleurs que les prix du gaz naturel ont connu une volatilité élevée au cours des dernières années. Par exemple, la Régie fait remarquer que la modification tarifaire du 1er février 2003 représentait une augmentation d'environ 25 % des coûts du gaz, alors que la demande à l'étude proposait une baisse des tarifs de 12 %.

La Régie a estimé que les ventes de gaz prévues, les revenus des ventes complémentaires, les tarifs unitaires et les exigences en matière de carburant étaient raisonnables. Elle a jugé que les tarifs de vente demandés tenaient bien compte, de façon équilibrée, des trois éléments considérés importants par la Régie (les cours en vigueur sur le marché, la stabilité des tarifs et l'équité intergénérationnelle). La Régie a donc approuvé le barème des tarifs proposé.

La Régie a également relevé que la coopérative proposait d'adopter la MET décrite dans l'ordonnance 143/03, et qu'elle approuvera la proposition.

SWAN VALLEY GAS CORPORATION (SVGC)

La SVGC reçoit son gaz de SaskEnergy par le gazoduc de Many Island Pipeline. Elle poursuit ses efforts pour augmenter sa clientèle par des activités de marketing (assemblées publiques, kiosques dans des salons professionnels, rencontres avec des entreprises locales, avis dans des publications locales et une série de bons d'encouragement).

DEMANDE DE LA SWAN VALLEY GAS CORPORATION D'UNE ORDONNANCE VISANT L'APPROBATION PAR LA RÉGIE : 1. D'UNE MODIFICATION DE LA MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS DU GAZ; 2. DE RÉVISIONS À LA DESCRIPTION DE LA MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS DANS LE CONTRAT ENTRE SASKENERGY ET LA SWAN VALLEY GAS CORPORATION; 3. D'UNE HAUSSE DES FRAIS DE CONSOMMATION DE GAZ DANS CHAQUE CATÉGORIE DE TARIFS DE VENTE - Ordonnance 90/03 - 30 mai 2003

Le 11 avril 2003, la Swan Valley Gas Corporation (SVGC) a demandé à la Régie l'approbation ex parte provisoire d'une modification de la méthode en vigueur d'établissement des tarifs. La proposition cherche à faire autoriser l'établissement des tarifs du TEP selon les cours du marché au lieu de se fonder sur les frais de consommation du gaz de SaskEnergy approuvés par l'autorité de réglementation en Saskatchewan (« la Saskatchewan »). La SVGC a par ailleurs demandé une approbation pour réviser en fonction de ces changements le contrat d'approvisionnement en gaz conclu avec SaskEnergy. Cette modification s'accompagnerait dans chaque catégorie tarifaire d'une hausse de 1,062 $/Gj des frais de consommation du gaz, qui atteindraient ainsi 6,441 $/Gj, à compter du 1er juin 2003.

Le contrat stipule que la SVGC paiera à SaskEnergy le tarif gazier payé approuvé de façon ponctuelle par la Saskatchewan et une proportion des coûts de transport et d'emmagasinage ultérieurs (de TEP), en fonction du facteur de charge de la SVGC. La différence entre le taux approuvé par la Saskatchewan et le coût réel du gaz est versé au PGVA de SaskEnergy. Une fois approuvé l'élimination du solde du compte d'écart pour achat de gaz d'inventaire (PGVA) de SaskEnergy, la SVGC recevrait la part qui lui revient et un avenant tarifaire serait imposé aux clients de la SVGC pour éliminer le solde du PGVA.

Bien que la Saskatchewan ait approuvé à deux reprises une modification du coût du gaz de SaskEnergy en 2001, la SVGC n'a pas demandé d'augmentation de tarifs en fonction de ces changements. Les coûts actuels du gaz sont supérieurs au tarif gazier approuvé et le solde du PGVA de SaskEnergy dû à la SVGC par ses clients augmente. Les tarifs de vente existants sont fondés sur un coût du gaz de 5,379 $/Gj, alors que le coût du gaz est en fait bien plus élevé et que les prévisions du marché établissaient des prix moyens de plus de 6,25 $/Gj pour le reste de 2003 et l'hiver 2004. La SVGC estime que sa part du déficit du PGVA de SaskEnergy au 31 mai 2003 s'élevait à 57 000 $, un montant

qui serait ultérieurement recouvré auprès des abonnés.

Selon la méthode proposée d'établissement des prix axée sur le marché, la SVGC établirait le tarif du produit à partir d'un indice quotidien de la fourchette de prix sur 12 mois publié par AECO et déterminerait un tarif annuel en fonction de cette fourchette. La SVGC ne serait plus responsable d'aucun solde du PGVA de SaskEnergy après le 31 mai 2003. La modification éliminerait essentiellement le besoin pour la SVGC d'acheter du gaz naturel et des services d'emmagasinage pour équilibrer l'offre avec la demande auprès de l'approvisionnement réglementé de SaskEnergy. Au lieu de cela, la SVGC achèterait le gaz exigé pour ses clients et ses activités internes en fonction du prix quotidien affiché par AECO, auquel s'ajouterait la différence de base entre AECO et le TEP, suivant les besoins de ses clients et de ses propres activités internes.

Dans sa demande, la SVGC indiquait que tant que SaskEnergy ne commencerait pas à recouvrer le solde du PGVA et à harmoniser ses prix du gaz avec les cours actuels du marché, la clientèle nouvelle et éventuelle de la SVGC recevrait des indications trompeuses en matière de tarif, et qu'un prix établi en fonction du marché serait préférable à la méthode existante.

La SVGC demande à ce que les droits d'acquisition et de gestion de l'approvisionnement en gaz augmentent de 0,03 $/Gj à 0,065 $/Gj. Le droit proposé de 0,065 $/Gj représenterait des frais annuels de 3 049,00 $ pour la consommation prévue en 2003-2004 de 46 915 Gj, soit moins de la moitié de l'estimation initiale. La SVGC a fait savoir que ce droit était raisonnable et qu'il était le plus bas facturé par SaskEnergy à ses clients. Le droit tenait compte de facteurs comme le risque encouru par SaskEnergy, le recouvrement des coûts fixes, les prix établis par d'autres distributeurs, les volumes quotidiens et la prestation d'autres services non standard.

La SVGC a demandé que le contrat d'approvisionnement en vigueur avec SaskEnergy soit révisé en fonction des modifications susmentionnées.

Étant donné que la SVGC ne cherche pas à modifier les frais mensuels de base ni les frais de livraison, l'incidence sur les montants annuels facturés aux différentes catégories de clients est la suivante :

Catégorie de clients	Montant facturé actuel $	Montant facturé proposé $	Hausse $	Hausse %
Résidentiel	925 - 1 528	1 006 - 1 692	82 - 164	8,9 - 10,7
Commercial	1 830 - 2 736	2 035 - 3 964	205 - 328	11,2 - 12,00
Services généraux	10 548 - 20 690	11 990 - 23 560	1 441 - 2 870	13,7 - 13,9
Institutionnel	25 160 - 41 720	28 850 - 47 870	3 690 - 6 150	14,7 - 14,7

Dans sa demande, la SVGC a indiqué que les tarifs proposés présentaient les avantages suivants :

- ils reflètent les prix à terme actuels;
- ils atténuent l'augmentation du PGVA;
- ils reflètent les processus établis et utilisés par d'autres services publics au Manitoba;
- ils font de la SVGC une entité plus indépendante.

D'autre part, les tarifs proposés se traduiront par une incidence plus élevée sur les abonnés, ce qui pourrait accroître le risque d'une perte de clients ou d'une réduction de leur consommation.

La Régie était consciente que les difficultés auxquelles était confrontée la SVGC se devaient à un nombre moins élevé que prévu de consommateurs de gaz naturel, qui a mené à des volumes de production inférieurs aux estimations.

La Régie est demeurée d'avis que les tarifs devraient refléter la meilleure estimation des prix du marché à tout moment donné. Même si les hausses sont importantes, la Régie considère que toute autre option que l'établissement de tarifs axés sur le marché donnerait aux clients des indications erronées concernant les prix et affaiblirait l'intégrité financière de la SVGC, ce dont aucun intervenant ne bénéficierait.

La Régie a jugé que la hausse demandée des frais de gestion (de 0,03 $/Gj à 0,065 $/Gj) était raisonnable compte tenu des circonstances. Elle a donc approuvé l'établissement de frais de consommation du gaz de 6,441 $/Gj et de droits de gestion de 0,065 $/Gj applicables à tout le gaz consommé à partir du 1er juin 2003.

La Régie avait auparavant insisté auprès des représentants de la SVGC pour qu'ils règlent le problème de plus en plus grave du solde du PGVA et qu'ils proposent très rapidement un plan d'action. Selon la Régie, cette demande ne règle qu'une fraction du problème, car les coûts du gaz liés au produit de base ne représentent qu'environ 25 % du solde prévu du PGVA au 31 mai 2004. La Régie fait remarquer qu'il existait déjà un solde important du PGVA prévu pour le 31 mai 2003 et dû par les clients, et que même avec la hausse des tarifs demandée, ce solde pourrait croître jusqu'à un montant estimatif de 417 262 $ d'ici le 31 mai 2004. Avec l'autre solution proposée par la SVGC, ce solde grimperait jusqu'à 448, 043 $.

DEMANDE DE LA SWAN VALLEY GAS CORPORATION À LA RÉGIE D'UNE ORDONNANCE EX PARTE DÉFINITIVE VISANT L'APPROBATION D'UNE RÉDUCTION DES FRAIS MENSUELS DE BASE ET D'UNE AUGMENTATION CORRESPONDANTE DES FRAIS DE LIVRAISON APPLICABLES À LA CATÉGORIE DES CLIENTS RÉSIDENTIELS - Ordonnance 162/03 - 31 octobre 2003

Le 29 septembre 2003, la SVGC a demandé à la Régie une ordonnance ex parte définitive pour l'approbation d'une réduction des frais mensuels de base de 26,69 $ à 15,00 $ et d'une augmentation des frais de livraison de 0,031 $

à 0,078 $/m³. Les frais de consommation approuvés dans l'ordonnance 90/03 ne changeraient pas.

Dans l'ordonnance 90/03, la Régie approuvait un droit de raccordement de 877,40 $ (TPS comprise) pour les clients résidentiels. Ces derniers avaient droit à une remise d'encouragement de 300 $ s'ils installaient un système de chauffage ou un chauffe-eau au gaz naturel dans les 12 mois suivant le début de l'offre du service. Actuellement, 336 clients résidentiels qui s'étaient engagés envers l'installation du service et qui avaient payé les frais correspondants ont choisi de ne pas faire installer de compteur et ont donc renoncé de fait à la remise de 300 $.

Cette carence considérable par rapport aux engagements des clients et une consommation par client inférieure à celle prévue au moment de l'établissement de la demande de concession se sont traduites par une réduction importante du volume annuel livré. Au moment du dépôt de la demande de concession, ce volume avait été estimé à 509 000 Gj pour 2002, alors que la consommation réelle s'est chiffrée à 333 000 Gj, dont une très grande partie est le fait d'un seul grand client industriel.

La SVGC suggère que l'avantage dont bénéficiait le gaz naturel sur l'électricité en 2000 a en grande partie disparu en raison des hausses sensibles des coûts du gaz et du gel des tarifs d'électricité au Manitoba depuis six ans.

L'information recueillie lors de visites aux clients qui n'ont pas tiré profit de la remise d'encouragement et au cours d'autres réunions d'information organisées par la SVGC et les représentants locaux montre que le tarif mensuel de base de 26,69 $ est un obstacle au service aux clients résidentiels. La SVGC estime que les clients hésitent à raccorder un seul appareil à gaz pour une facture résidentielle annuelle dépassant 320 $ (taxes en sus).

La SVGC a poursuivi ses efforts de marketing pour élargir sa clientèle et elle estime que la réduction des frais mensuels de base serait un argument convaincant pour attirer les clients éventuels, en particulier ceux qui n'ont pas fait usage de la remise à laquelle ils avaient droit. Parmi les activités de marketing, mentionnons des assemblées publiques, des kiosques dans des salons professionnels, des rencontres avec des entreprises locales, des avis dans des publications locales et une série de bons d'encouragement (avec la collaboration de plombiers et d'entreprises de chauffage à l'échelon local). La SVGC a fait savoir qu'il suffisait d'appliquer la structure tarifaire révisée aux clients résidentiels, tout en reconnaissant que l'on s'exposait à ce que les clients commerciaux demandent à bénéficier du même traitement. Par ailleurs, la SVGC est consciente du fait qu'il existe un risque accru d'interfinancement dans une même catégorie de clients ainsi qu'un risque financier plus important lié aux conditions climatiques.

La SVGC a demandé à ce que les clients soient informés des changements proposés par publipostage, compte tenu du nombre relativement faible d'abonnés.

La SVGC cherchait uniquement à faire approuver des modifications aux frais

mensuels de base et aux frais de livraison pour la catégorie de clients résidentiels. Les frais de consommation de la catégorie résidentielle ne changeraient pas.

Compte tenu de la consommation annuelle moyenne des clients résidentiels, les frais de livraison devraient plus que doubler et passer de 0,032 $ à 0,078 $/m^3. Dans l'ensemble, les totaux facturés à la catégorie des clients résidentiels demeureraient inchangés, mais le montant annuel facturé à chaque client varierait selon la consommation annuelle, comme le montre le tableau ci-dessous :

Consommation	Montant facturé actuellement ($)	Montant facturé proposé ($)	Écart ($)
2 985 - Frais mensuels de base	320,28	180,00	(140,28)
2 985 - Livraison	92,54	232,82	140,28
2 985 - Frais de consommation	931,32	931,32	0,00
Total	1 344,14	1 344,14	0,00
2 000 - Frais mensuels de base	320,28	180,00	(140,28)
2 000 - Livraison	62,00	156,00	94,00
2 000 - Frais de consommation	624,00	624,00	0,00
Total	1 006,28	960,00	(46,28)
4 000 - Frais mensuels de base	320,28	180,00	(140,28)
4 000 - Livraison	124,00	312,00	188,00
4 000 - Frais de consommation	1 248,00	1 248,00	0,00
Total	1 692,28	1 740,00	37,71

Au total, 143 clients résidentiels existants seraient touchés par cette modification de la structure tarifaire. La SVGC a indiqué 122 d'entre eux bénéficieraient de réductions allant de 2,00 $ à plus de 5,00 $ par mois, alors que 21 clients se verraient imposer des hausses de la même ampleur, selon la consommation. Ce sont les clients qui consomment le moins de gaz qui bénéficieraient des réductions les plus importantes, alors que les hausses les plus élevées seraient pour les plus gros consommateurs.

La Régie constate que, en vertu de cette proposition, la catégorie des clients résidentiels dans son ensemble devra continuer de payer les coûts qui lui sont imputables, dans le contexte et selon les paramètres de la répartition des coûts. Même si la Régie reconnaît que la structure tarifaire révisée pourrait se traduire par un accroissement relatif de l'inégalité au sein même de la catégorie, l'autre solution créerait probablement une situation intenable pour tous les clients et le service public. La Régie a donc approuvé la demande visant à établir les frais mensuels de base à 15,00 $ et les frais de livraison à 0,078 $/$m^3$.

ACHAT DIRECT DE GAZ NATUREL

Au 31 décembre 2003, 11 sociétés de courtage étaient inscrites auprès de la Régie pour l'approvisionnement en gaz naturel des Manitobains, et ce, pour l'exercice allant du 1er novembre 2003 au 31 octobre 2004.

La Régie a continué de superviser ce marché basé sur l'achat direct et a mené un certain nombre d'enquêtes tout au long de l'exercice.

La société Centra Gas Manitoba Inc. a rapporté qu'au cours de l'année civile 2003, 11 880 accords d'achat direct ont été soumis par les courtiers. De ce nombre, on comptait 999 clients bénéficiant d'une option d'achat et de vente et 10 881 nouveaux clients du STO. Deux mille six cent douze demandes ont été rejetées en raison de renseignements inadéquats ou parce que le client avait déjà conclu un accord d'achat direct. Au 31 décembre 2003, environ 37 399 clients recevaient le gaz naturel en vertu d'achats directs du STO, comparativement à 40 118 clients au 31 décembre 2002.

Des clients qui reçoivent des renseignements à caractère commercial de courtiers offrant un contrat à forfait continuent de communiquer avec la Régie. Le personnel les informe généralement des règlements applicables aux courtiers et aux marchés du gaz sans commenter le bien-fondé de l'offre.

Le personnel a traité environ 900 demandes de clients se rapportant aux activités des courtiers en opérations gazières. Cette hausse par rapport aux 600 demandes enregistrées l'année précédente s'explique par les activités de marketing des courtiers visant les résidences et par l'introduction d'un deuxième courtier dans ce marché. Les demandes avaient trait aux ventes à domicile, à la pertinence de divulguer de l'information à la porte des clients, aux tactiques de vente sous pression et à la difficulté de joindre la société responsable. Par ailleurs, plusieurs ententes entre clients et courtiers étaient parvenues à terme et devaient être renouvelées ou résiliées. Les clients qui n'avaient pas explicitement communiqué au courtier leur intention de résilier l'entente ont vu cette dernière prorogée de 90 jours à un nouveau tarif, conformément aux modalités de l'entente. Des clients se sont plaints à la Régie en indiquant que les lettres de renouvellement devraient être plus claires et que cette pratique ne devrait pas être permise. Après avoir étudié ce point au début de 2004, la Régie s'est rangé de l'avis du client et a demandé au courtier de modifier sa façon de procéder.

Différends touchant les clients

En vertu du code de conduite régissant les activités des courtiers au Manitoba, le client qui n'est pas satisfait des efforts d'un courtier pour résoudre un différend peut présenter le dossier à la Régie en vue d'un règlement.

Dix différends de ce genre ont été portés devant la Régie, qui a tenu des audiences pour déterminer s'il y avait eu ou non manquement au code de conduite.

DISTRIBUTION DE GAZ PROPANE

STITTCO UTILITIES MAN LTD.

La société Stittco Utilities Man Ltd. (Stittco) approvisionne en propane, par gazoduc, les localités de Thompson, de Snow Lake et de Flin Flon. Les activités relatives au gazoduc sont réglementées par la Régie en vertu de la *Loi sur la régie des services publics* pour ce qui est des tarifs et de la *Loi sur les gazoducs* en ce qui concerne les questions de sécurité. Voici le nombre de clients desservis dans chacune des localités concernées :

	Résidentiels	Commerciaux
Thompson	904	135
Flin Flon	0	28*
Snow Lake	0	15

* dont 3 inactifs

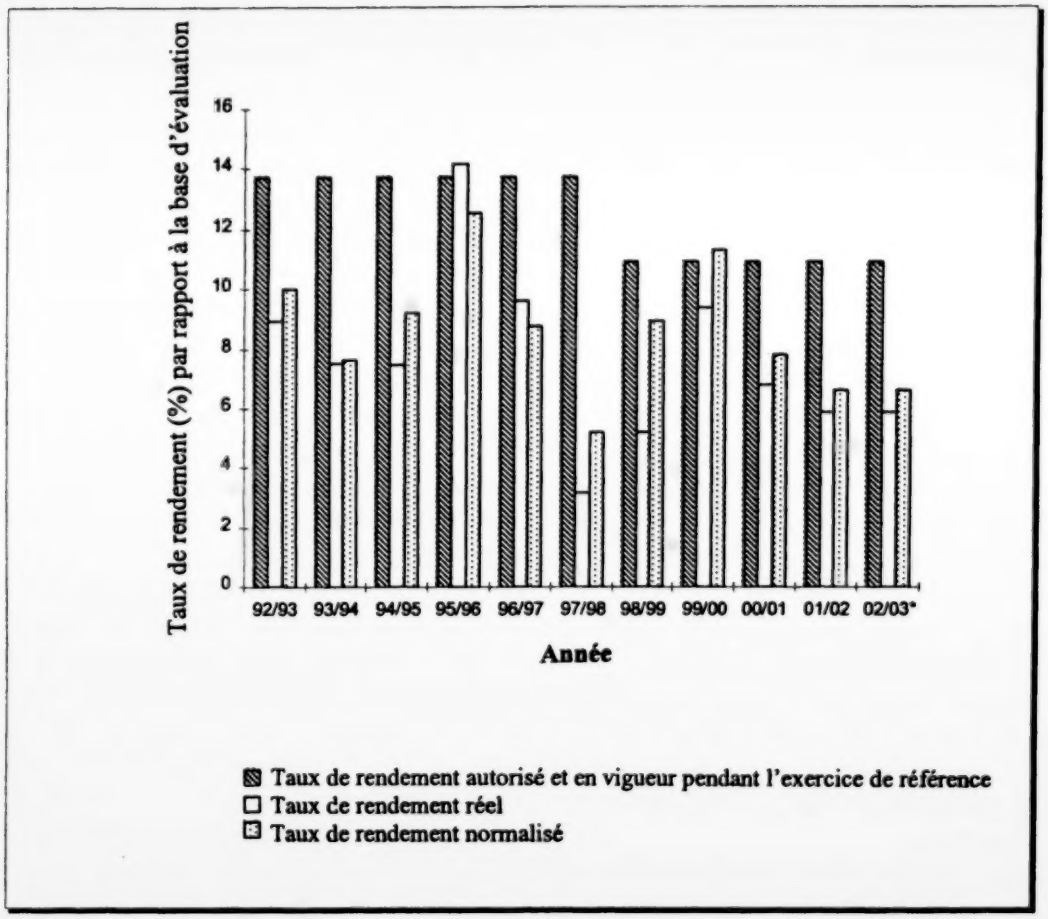
Une filiale de Stittco fournit du propane en vrac au moyen d'installations autres que des gazoducs qui ne sont pas régies par la Régie.

Le 18 février 2003, la Régie a émis l'ordonnance 20/03 pour approuver la modification des tarifs de Stittco faisant suite à l'évolution des prix du marché.

La Régie a approuvé l'entrée en vigueur d'un avenant tarifaire A de 97,03 $/m^3 (liquide) - soit 0,3662 $ le mètre cube (vapeur). Stittco a fait savoir que le coût moyen prévu du propane pour la période de 12 mois se terminant le 31 juillet 2003 était désormais de 282,03 $/m^3 (liquide). L'avenant tarifaire demandé représentait une hausse de 52,4 % du prix du propane et une augmentation de 26,2 % par rapport aux tarifs moyens de vente actuels.

La Régie a souligné l'ampleur de cette hausse. Étant donné que l'augmentation reflétait des changements du prix du marché du propane dépassant le contrôle de Stittco, son approbation sans majoration était conforme aux pratiques suivies dans le passé pour ce genre de modifications tarifaires.

FIGURE 2



*Estimé

TAUX DE RENDEMENT GLOBAL FONDÉ SUR LA BASE D'ÉVALUATION

Stittco Utilities Man Ltd.

REMARQUE : Le taux de rendement global est le rendement atteint par un service public (ou que celui-ci est autorisé à atteindre), qui est calculé comme un pourcentage de sa base d'évaluation, à savoir les investissements dans les propriétés, les installations et le matériel)

REMARQUE : Le taux de rendement normalisé est celui atteint par la compagnie dans des conditions climatiques normales.

INTERRUPTION ET REPRISE DE SERVICE
Mai – décembre 2003

Le paragraphe 104(1) de la *Loi sur la régie des services publics* interdit l'interruption du service de gaz résidentiel pour non-paiement de compte en souffrance durant la période qui va du 1er octobre au 14 mai. Dans son ordonnance 107/94, la Régie a établi les règles et les procédures définissant les responsabilités du service public en matière de production d'avis et de rapports et de supervision. Comme il n'existe aucune obligation de reprise de service pendant les mois d'hiver et vu les risques associés à l'absence de chauffage, la Régie supervise rigoureusement le processus et maintient un contact étroit avec le service public en ce qui a trait aux clients qui demeurent sans service de gaz après le 30 septembre.

Le nombre total d'interruptions de service (6 284 – voir le tableau ci-dessous) pour la période allant du 14 mai au 30 septembre 2002 représente une hausse contrastant avec la baisse constante (2 760 en moyenne) observée au cours des trois dernières années. Ce renversement s'explique par les efforts prononcés du service public pour obtenir les paiements en souffrance et par l'amorce rapide des interruptions de service le 14 mai. Le nombre croissant de comptes en souffrance est largement attribuable au maintien de prix élevés du gaz. Il s'explique aussi, dans certains cas, par les ententes à prix fixe conclues avec des courtiers lorsque les prix du gaz étaient à leur sommet. À l'heure actuelle, on estime le montant des comptes ayant un arriéré de plus de 90 jours à environ 5,6 M$, dont 4,8 M$ pour les comptes résidentiels. Par comparaison, ces chiffres étaient de 5,2 M$ et de 4,3 M$ respectivement l'an dernier.

Les données non scientifiques indiquent qu'il s'agit dans nombre de cas de chefs de famille monoparentale et de personnes âgées ayant généralement un revenu fixe. Les personnes provisoirement au chômage, en voie de changer d'emploi ou en attente de prestations d'assurance-emploi ou d'indemnités d'accident du travail étaient touchées.

Au cours de la période allant du 14 mars au 30 septembre, les clients dont le service est sur le point d'être interrompu ou a été fréquemment interrompu communiquent avec la Régie pour s'informer de leurs droits ou obtenir de l'aide en vue de résoudre leurs différends avec le service public. Au 31 décembre 2003, sept audiences de la Régie avaient eu lieu.

Le service public est tenu de présenter des rapports fréquents sur le nombre de clients ayant subi une interruption de service. Il doit aussi fournir des renseignements détaillés sur ses contacts avec les clients touchés ainsi que sur les occupants – enfants, personnes âgées, personnes malades. Ces rapports ont été soumis en bonne et due forme à la Régie, qui a procédé à leur vérification.

Dans le cas des locaux ayant fait l'objet d'une interruption de service et qui ont été jugés

inoccupés par le service public d'après l'information recueillie au cours de l'été, il est nécessaire de prendre contact avec les voisins, les agents immobiliers (si l'édifice est répertorié), le détenteur de l'hypothèque et le propriétaire. Il s'agit de la catégorie qui pose le plus grand risque, car une personne qui ne comprendrait pas le risque encouru pourrait facilement souffrir du froid si le bâtiment était occupé pendant la saison hivernale.

Le rapport du service public du 12 septembre 2003 faisait état d'un total de 86 locaux inoccupés (confirmés) et de 100 autres locaux qui pourraient l'être. Un autre rapport déposé le 3 novembre faisait état d'un total de 87 locaux inoccupés (confirmés).

Le rapport du service public est fiable, car il y a eu, dans la plupart des cas, contact avec les propriétaires. Ces locaux se trouvent pour la plupart au centre-ville et sont souvent des immeubles locatifs. Lorsqu'il n'a pu entrer en contact avec les propriétaires, le service public a fondé sa conclusion sur l'information recueillie auprès des services de santé de la Ville, des voisins et des agents immobiliers.

Au 31 décembre 2003, 52 locaux demeuraient dans la catégorie « inoccupé ».

Les règlements de la Régie exigent que le service public conserve au dossier certains renseignements sur chacun des clients ayant fait l'objet d'une interruption de service. Ces renseignements doivent être obtenus au cours d'une rencontre personnelle avec le client. Certains clients évitent délibérément toute rencontre en face-à-face avec les représentants du service public, et sont donc placés dans la catégorie « Évitement intentionnel ». Le rapport du 12 septembre du service public recensait un total de 126 clients dans cette catégorie. Ce chiffre a plus tard été réduit à 93.

La Régie a envoyé une lettre à chacun des clients qui évitaient délibérément de communiquer avec le service public. Plusieurs clients ont communiqué avec la Régie pour l'informer qu'ils étaient en contact avec le service public, mais qu'ils ne parvenaient pas à conclure des modalités de paiement. La Régie a tenu une audience dans deux cas.

Le dossier de chaque client est soigneusement examiné afin de découvrir tout renseignement qui pourrait indiquer que le client est incapable de comprendre le risque auquel il s'expose. À deux reprises, le service public a eu recours à des organismes de services sociaux, qui se sont rendus au domicile des personnes concernées afin d'évaluer la situation. En outre, le personnel du service public a dans certains cas effectué des visites sur place dans le but d'établir le contact. Nombre de ces clients ont fini par régler leur différend avec le service public. Au 31 décembre 2003, 45 domiciles entraient encore dans la catégorie « Évitement intentionnel ».

Le reste des dossiers concerne des clients ayant subi une interruption de service, mais qui continuent d'occuper les lieux et pour lesquels le service public possède toute l'information requise par la Régie. Il s'agit habituellement de chefs de famille monoparentale, de personnes âgées, de personnes entre deux emplois ou en attente de prestations d'assurance-emploi ou

d'indemnités d'accident du travail. Le service public maintient généralement le contact avec ces clients. Au 12 septembre 2003, 1 861 dossiers entraient dans cette catégorie. Au 13 décembre 2003, 296 domiciles entraient dans cette catégorie.

Il existe 21 comptes dont le dossier est incomplet. Ces cas ne posent toutefois pas d'inquiétude, car, dans cinq cas, les clients ont indiqué ne pas vouloir le service de gaz, treize comptes ont été renvoyés à la Direction de la location à usage d'habitation en raison du non-paiement par le propriétaire et trois disposent d'un autre système de chauffage.

Le service public a continué de communiquer régulièrement avec les clients pendant ce processus. Il a aussi rendu visite à ses clients jugés le plus à risque.

STITTCO UTILITIES MAN LTD.

En 2003, Stittco Utilities Man Ltd. a procédé à quatre interruptions de service de clients commerciaux et à une reprise de service dans la même catégorie. Par ailleurs, 27 clients résidentiels ont fait l'objet d'une interruption de service et 18 d'entre eux ont plus tard obtenu une reprise de service. La Régie n'a reçu aucune plainte ni aucune demande de renseignements des clients de Stittco.

GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP

Un client commercial a subi une interruption de service. Le compte en souffrance a été réglé et une reprise de service a été effectuée. La Régie n'a reçu aucune plainte des clients de la Gladstone Austin Natural Gas Co-op Ltd.

SWAN VALLEY GAS CORPORATION

Aucun client n'a subi d'interruption de service. La Régie n'a reçu aucune plainte des clients de la Swan Valley Gas Corporation.

Centra Gas Manitoba Inc.

Service résidentiel (14 mai – 31 décembre)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Nombre total d'interruptions de service	3 346	3 284	3 924	3 151	3 650	4 151	3 177	2 765	3 389	6 288
Nombre total de reprises de service	3 277	3 158	3 842	3 065	3 557	3 922	2 851	2 418	3 011	5 867
Interruptions touchant des locaux vacants, qui ont une autre source de chauffage, etc.	69	126	82	86	93	229	326	347	387	421

Service résidentiel – Nombre de domiciles actuellement occupés qui n'ont pas de service de gaz : 316

Service commercial (1er janvier – 31 décembre)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Interruptions de service	458	512	457	459	443	372	306	421	305	603
Reprises de service	430	487	439	448	418	212	257	333	250	439
Interruptions touchant des locaux vacants, qui ont une autre source de chauffage, etc.	28	25	18	11	25	160	49	88	55	164

LOI SUR LES GAZODUCS

La *Loi sur les gazoducs* (la *Loi*), dont la Régie assure l'administration, régit les aspects liés à la sécurité publique de la distribution de gaz naturel par Centra Gas Manitoba Inc., Gladstone, Austin Natural Gas Co-op et Swan Valley Gas Corporation, de la distribution de propane par Stittco Utilities Man Ltd. à Thompson, Snow Lake et Flin Flon, et de la distribution de propane par le Bureau de logement du Manitoba à Churchill.

La Régie examine l'observation par les propriétaires de gazoduc des normes de sécurité adoptées par la Régie ou en vertu des règlements pris en application de la *Loi*. La Régie approuve les plans de construction proposés et applique des méthodes de vérification pour s'assurer de la conformité avec la *Loi*.

La Régie participe aussi aux enquêtes sur les dommages, les explosions et les incendies de gazoducs. Ces enquêtes peuvent mener à la formulation de recommandations visant les pratiques ou les méthodes des services publics et de recommandations à l'intention d'autres organismes et intervenants en vue de prévenir des incidents similaires.

En 2003, on a rapporté 115 incidents ayant causé des dommages à des gazoducs, dont 104 ayant entraîné des explosions de gaz. Les principales causes de tels incidents sont attribuables aux excavations pratiquées par des tierces parties et pour lesquelles aucune autorisation n'avait été demandée au service public concerné. D'autres incidents sont imputables au non-respect des consignes de sécurité par les responsables des travaux d'excavation et aux mauvaises indications fournies par le service public en ce qui concerne l'emplacement de la ligne. Les parties concernées continuent de rencontrer les responsables des travaux d'excavation pour les sensibiliser aux règlements.

La Régie est représentée au sein du comité directeur et du comité technique de l'Association canadienne de normalisation (CSA) ainsi qu'au conseil consultatif sur le gaz naturel pour les Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz.

HYDRO-MANITOBA

Hydro-Manitoba est une société d'État provinciale qui fournit de l'énergie électrique à quelque 500 000 clients résidentiels et commerciaux partout au Manitoba. Hydro-Manitoba exporte également de l'électricité à plus de 50 services publics et distributeurs d'électricité au Midwest des États-unis, en Ontario et en Saskatchewan. Presque toute la production d'Hydro-Manitoba provient d'hydroélectricité autorenouvelable. La société estime sa production annuelle à environ 30 milliards de kilowattheures, dont 98 % proviennent des 14 centrales hydroélectriques situées sur les rivières Nelson, Winnipeg, Saskatchewan et Laurie. Hydro-Manitoba a acheté Winnipeg Hydro à la Ville de Winnipeg en septembre 2002.

Les tarifs d'Hydro-Manitoba sont approuvés par la Régie en vertu de la *Loi sur l'examen public des activités des corporations de la Couronne et l'obligation redditionnelle de celles-ci*, de la *Loi sur l'Hydro-Manitoba* et de la *Loi sur la régie des services publics.*

DÉPÔT PAR HYDRO-MANITOBA VISANT À FOURNIR UNE MISE À JOUR SUR LES BILANS FINANCIERS, LES PRÉVISIONS, LES MÉTHODES, LES PROCESSUS ET LES AUTRES QUESTIONS RELATIVES AUX TARIFS DE VENTE FACTURÉS PAR HYDRO-MANITOBA - Ordonnance 7/03 - 3 février 2003

Le 30 novembre 2001, la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba (« Hydro-Manitoba ») a remis un rapport de situation à la Régie des services publics (« la Régie »). Ce rapport visait à fournir à la Régie et aux parties intéressées une mise à jour sur Hydro-Manitoba, avec notamment ses bilans financiers, ses prévisions, ses méthodes, ses processus ainsi que les événements qui ont transformé le secteur de l'électricité ces dernières années. Hydro-Manitoba ne cherchait aucunement à apporter des modifications tarifaires générales, indiquant que, en 2002-2003, les tarifs auront effectivement été gelés depuis six ans en ce qui concerne les clients résidentiels et depuis onze ans dans le cas des clients industriels importants, exception faite des diminutions de tarif consenties à certains consommateurs résidentiels à la suite de l'entrée en vigueur, le 1er novembre 2001, de taux uniformes à l'échelle de la province.

La dernière demande d'augmentation tarifaire générale formulée par Hydro-Manitoba remonte à l'automne 1995 et avait été suivie d'une audience publique au début de 1996. Les décisions prises par la Régie à l'issue de cette audience sont énoncées dans l'ordonnance 51/96. Compte tenu du temps écoulé depuis le dernier examen public des tarifs de vente d'Hydro-Manitoba, la Régie a jugé qu'une nouvelle audience pourrait notamment aider à déterminer si les tarifs de vente existants sont toujours justes et raisonnables, et s'ils doivent être modifiés ou non.

Le 8 février 2002, Hydro-Manitoba a fait part de son intention d'acquérir l'actif et les activités de Winnipeg Hydro, qui compte environ 570 employés et qui dessert quelque

94 000 clients dans la Ville de Winnipeg. L'acquisition pourrait avoir une incidence considérable sur les activités globales futures d'Hydro-Manitoba.

Hydro-Manitoba estimait qu'il était plus prudent de maintenir les tarifs inchangés plutôt que d'offrir des réductions tarifaires, étant donné que la vigueur des marchés d'exportation et les conditions favorables relatives à l'eau, qui sous-tendent les bons résultats financiers de la compagnie, pourraient ne pas se maintenir aux niveaux actuels. Les tarifs actuels ou des tarifs similaires aideraient Hydro-Manitoba à atteindre ses objectifs financiers à long terme. Hydro-Manitoba a également indiqué que les tarifs intérieurs étaient inférieurs aux cours en vigueur dans les marchés connexes de la région. Les tarifs actuels étaient les plus faibles en moyenne parmi les services publics opérant en Amérique du Nord. Une réduction de ces tarifs encouragerait une croissance de la consommation intérieure, ce qui réduirait les revenus tirés des ventes profitables à l'exportation. Hydro-Manitoba a toutefois convenu qu'une diminution des tarifs pourrait attirer des industries à forte consommation d'énergie vers la province.

Pendant l'audience public, la Régie a examiné plusieurs domaines particuliers liés aux activités d'Hydro-Manitoba, dont les résultats d'exploitation et les prévisions financières, le risque et les objectifs financiers, les dépenses d'immobilisations, les revenus provenant de l'extérieur de la province, les paiements à la Province of Manitoba, les dépenses liées à l'exploitation, à l'administration et aux finances, les tarifs de transport, les prévisions de la charge et les besoins généraux en revenus. À l'issue de cet examen, la Régie a relevé plusieurs points préoccupants et a fait diverses recommandations, par exemple :

- limiter les dépenses d'immobilisations qui ne se rattachent pas à de nouvelles grandes installations de production ou de transport, lorsque les contraintes liées à la sécurité et à la fiabilité le permettent, pour se concentrer sur la réduction de la dette à long terme;

- rechercher des options de financement à court terme afin de rembourser rapidement la dette contractée pour le paiement spécial des bénéfices à l'exportation à la Province du Manitoba;

- continuer de surveiller et de contrôler les dépenses d'exploitation et les frais administratifs;

- étudier des façons de diversifier et de compléter sa production hydroélectrique par une combinaison pertinente d'autres formes d'énergie.

Outre les recommandations susmentionnées, la Régie a demandé à Hydro-Manitoba :

de présenter une version actualisée des projections financières intégrées qui reflète l'intégration de Winnipeg Hydro et les dates d'entrée en service de toute nouvelle capacité de production dans la période de planification de onze ans;

de présenter une stratégie détaillée de gestion de la dette;

d'effectuer une étude pour quantifier les provisions pour réserves nécessaires afin de couvrir les principaux risques et les principales éventualités;

d'effectuer une étude sur le bien-fondé de la mise en œuvre d'une structure tarifaire progressive applicable à toutes les catégories de clients;

d'effectuer une étude sur l'incidence d'une baisse de la prime de puissance et d'une hausse du segment supérieur des frais de consommation;

d'effectuer une étude sur l'application aux catégories du service général de tarifs liés au moment de l'usage du service, qui varieraient selon la saison, la semaine, le jour ou l'heure à laquelle l'électricité est consommée;

d'indiquer et de comptabiliser précisément toutes les dépenses d'immobilisations liées aux exportations dans ses prévisions d'immobilisations afin de bien apparier les revenus tirés des exportations avec le coût total de la production;

d'effectuer une étude sur les méthodes et les effets pour ce qui touche à la classification des coûts de production dans l'étude sur les coûts du service;

de réétudier le niveau actuel des programmes de gestion de la demande et des stratégies de tarification afin d'encourager la conservation, de mettre au point un programme doté d'objectifs plus ambitieux et de rendre compte à la Régie;

d'envisager l'utilisation d'énergie éolienne dans des collectivités isolées alimentées par générateur diesel et de déposer un rapport à ce sujet devant la Régie.

À l'audience, un temps considérable a été consacré à l'examen de plusieurs études présentées par Hydro-Manitoba sur les coûts du service et, en particulier, à une proposition de changements aux méthodes approuvées antérieurement par la Régie. La question la plus litigieuse, celle qui influait le plus sur les résultats liés aux coûts du service, était la répartition des revenus nets des exportations entre les catégories de clients. Dans cette ordonnance, la Régie a rejeté la méthode relative aux coûts du service proposée par Hydro-Manitoba. Elle a demandé à la compagnie de présenter d'ici le 30 septembre 2003 une étude sur les coûts réels du service pour l'exercice qui s'est terminé le 31 mars 2003, ainsi qu'une étude prospective sur les coûts du service pour l'exercice qui se terminera le 31 mars 2004, cette dernière devant refléter plusieurs directives précises énoncées dans l'ordonnance, y compris le traitement des coûts liées aux catégories d'exportation.

Même si Hydro-Manitoba ne cherchait aucun changement aux tarifs actuellement facturés aux clients, la Régie a souligné que certaines catégories de clients paient régulièrement un montant supérieur aux coûts qui leur sont alloués. La Régie a donc demandé à Hydro-Manitoba de lui présenter en vue de son approbation un barème tarifaire révisé qui entrerait en vigueur le 1er avril 2003 et qui comporterait :

(a) une baisse de 1 % des tarifs applicables aux clients du service général de petite puissance;
(b) une baisse de 2 % des tarifs applicables aux clients du service général de grande puissance (SGGP) ayant une puissance de plus de 30 kV;
(c) une baisse de la formule hivernale

jusqu'à 70 % et l'élimination ultérieure de cette formule à compter du 1er avril 2004.

La Régie a compris que ce changement se traduira probablement par un rapprochement des catégories du service général de moyenne puissance et du SGGP pour une puissance inférieure à 30 kV. Aucune modification tarifaire supplémentaire n'a donc été demandée pour cette catégorie.

Étant donné que les tarifs uniformisés ont récemment procuré des baisses tarifaires à certains clients résidentiels et que le ratio revenus-coûts dans cette catégorie est régulièrement inférieur à 1 (et est donc subventionné par d'autres catégories), aucune modification tarifaire supplémentaire n'a été imposée dans la catégorie des clients résidentiels.

La Régie a demandé à Hydro-Manitoba de déposer une demande séparée pour l'approbation d'un tarif de transport à libre accès d'ici le 30 juin 2003.

La Régie a approuvé le Programme de réduction des tarifs, a confirmé le caractère définitif de plusieurs ordonnances ex parte provisoires et a approuvé la prorogation de l'option de tarif de puissance facturé pour usage limité jusqu'au 31 mars 2004.

La Régie a demandé à Hydro-Manitoba d'établir un calendrier plus régulier de révision périodique des tarifs, les audiences ne devant pas être séparées de plus trois ans, même si aucun changement de tarif n'est proposé. Selon la Régie, ces nouveaux délais amélioreront l'efficience, l'efficacité et la rapidité du processus de réglementation.

Sous réserve de ces conditions et d'autres directives précises applicables aux tarifs qui figurent dans cette ordonnance, la Régie a confirmé que le reste des barèmes tarifaires existants d'Hydro-Manitoba seraient en vigueur jusqu'au 31 mars 2006 ou jusqu'à tout autre date stipulée par une autre ordonnance ultérieure de la Régie.

DEMANDE D'HYDRO-MANITOBA DE MODIFIER L'ORDONNANCE 7/03 DE LA RÉGIE - Ordonnance de la Régie 154/03 - 31 octobre 2003

Le 19 mars 2003, Hydro-Manitoba a déposé une demande devant la Régie conformément au paragraphe 44(3) de la *Loi sur la Régie des services publics* en vue d'examiner et de modifier certaines directives énoncées dans l'ordonnance 7/03. Le 31 mars 2003, la Régie a émis l'ordonnance 51/03, qui reporte l'entrée en vigueur des directives données dans la Régie par l'ordonnance 7/03 jusqu'à l'émission d'une ordonnance ultérieure de la Régie.

Le paragraphe 44(3) de la *Loi sur la Régie des services publics* n'énonce pas les circonstances précises où des mesures peuvent être prises pour annuler, modifier ou altérer une ordonnance de la Régie. Celle-ci, lorsqu'elle étudie une demande de révision ou de modification, doit appliquer certains critères d'examen pour déterminer s'il faut modifier une directive et si les arguments présentés justifient le changement. Dans cette demande, la Régie a appliqué les critères suivants pour déterminer si une directive donnée devait être modifiée :

(a) Constate-t-on une erreur de droit?
(b) Constate-t-on une erreur de fait?
(c) Constate-t-on un changement important des circonstances?
(d) Des preuves supplémentaires ont-elles été produites?

Outre ces critères, la Régie doit maintenir un équilibre entre les intérêts du service public et ceux de tous les contribuables. Comme pour toute autre demande, la charge de la preuve relève du demandeur.

Cette ordonnance énonçait les décisions prises par la Régie concernant la demande d'Hydro-Manitoba de révision et de modification de certaines directives énoncées dans l'ordonnance 7/03.

Tarifs applicables au service général de petite puissance et au service général de grande puissance

Les directives 3(a) et 3(b) de l'ordonnance 7/03 enjoignaient à Hydro-Manitoba de soumettre pour approbation à la Régie un barème tarifaire révisé devant entrer en vigueur le 1er avril 2003 et qui comporterait :

(a) une baisse de 1 % des tarifs applicables aux clients du service général de petite puissance (SGPP);
(b) une baisse de 2 % des tarifs applicables aux clients du service général de grande puissance (SGGP) dans les sous-catégories ayant une puissance de plus de 30 kV;

La demande d'Hydro-Manitoba cherchait à ce que la mise en œuvre des directives 3(a) et 3(b) soit reportée jusqu'à ce qu'Hydro-Manitoba et la Régie aient examiné les résultats des projections financières intégrées de 2003, qui doivent être achevées à la fin de 2003, avec les résultats du rapport sur l'incidence d'une baisse de la prime de puissance et d'une hausse du segment supérieur des frais de consommation.

Hydro n'a présenté aucun nouvel élément de preuve qui laisserait penser que les inégalités liées à la sphère du caractère raisonnable ont été réglées pour les catégories de clients SGPP et SGGP. La Régie est demeurée d'avis que des modifications tarifaires ciblées étaient nécessaires et pertinentes pour résorber ces inégalités. Il s'agit de la raison principale de la décision prise dans l'ordonnance 7/03 et Hydro-Manitoba n'a fourni aucun élément pour infirmer cet argument. Même après ces modifications, les sous-catégories du SGGP ayant une puissance supérieure à 30 kV demeuraient nettement hors de la sphère du caractère raisonnable lorsque l'on appliquait la méthode approuvée de la Régie.

En conséquence, la Régie n'a pas modifié sa directive visant une baisse de 1 % des tarifs applicables aux clients du SGPP et une réduction de 2 % des tarifs applicables aux clients du SGGP dans les sous-catégories ayant une capacité supérieure à 30 kV. Ces modifications tarifaires devaient entrer en vigueur le 1er avril 2003. Par cette décision, la Régie a voulu que tous les consommateurs profitent de tous les bénéfices que l'ordonnance 7/03 visait à leur procurer.

Élimination de la formule hivernale

La directive 3(c) de l'ordonnance 7/03 enjoignait à Hydro-Manitoba de soumettre pour approbation à la Régie un barème tarifaire révisé devant entrer en vigueur le

1er avril 2003 et qui tienne compte de l'incidence sur les revenues d'une baisse de la formule hivernale jusqu'à 70 % et de l'élimination ultérieure de cette formule à compter du 1er avril 2004.

La demande d'Hydro-Manitoba cherchait à ce que la mise en œuvre de la directive 3(c) soit reportée jusqu'à ce qu'Hydro-Manitoba et la Régie aient examiné les résultats des projections financières intégrées de 2003 avec les résultats du rapport sur l'incidence d'une baisse de la prime de puissance et d'une hausse du segment supérieur des frais de consommation.

La Régie a indiqué qu'elle continuait de croire que la formule hivernale posait problème, et elle n'a pas modifié la directive de l'ordonnance 7/03 qui visait une réduction jusqu'à 70 % de la formule hivernale à compter du 1er avril 2003. Elle a toutefois convenu qu'il serait utile de mieux comprendre les effets de l'élimination totale de la formule hivernale. La Régie a donc approuvé la demande d'Hydro-Manitoba de reporter l'élimination de la formule hivernale jusqu'à ce que les effets de cette élimination puissent être étudiés plus avant. La Régie a demandé à Hydro-Manitoba de réaliser une étude d'ici le 28 février 2004.

Élimination du programme Tarif de puissance facturé pour usage limité (TPFUL)

La directive 4 de l'ordonnance 7/03 enjoignait à Hydro-Manitoba d'éliminer l'option de tarif de puissance facturé pour usage limité le 1er avril 2004 et d'informer tous les clients touchés des changements à la formule hivernale et à cette option.

Hydro-Manitoba a demandé à ce que la mise en œuvre de la directive 4 soit reportée jusqu'à ce qu'Hydro-Manitoba et la Régie aient examiné les résultats des projections financières intégrées de 2003 ainsi que les résultats du rapport sur l'incidence d'une baisse de la prime de puissance et d'une hausse du segment supérieur des frais de consommation.

La Régie a approuvé la demande d'Hydro-Manitoba visant à modifier la directive 4 énoncée dans l'ordonnance 7/03 de manière à étudier le programme TPFUL de façon plus approfondie. La Régie a demandé à Hydro-Manitoba de lui soumettre pour examen d'ici le 28 février 2004 une étude comportant une analyse de ce programme. Le TPFUL demeurera un des tarifs réguliers proposés jusqu'à l'examen de cette étude par la Régie.

Tarif de transport

La directive 5 de l'ordonnance 7/03 enjoignait à Hydro-Manitoba de présenter une demande d'ici le 30 juin 2003 en vue de l'approbation de son tarif de transport à libre accès (« le tarif »).

Hydro-Manitoba a demandé du temps pour étudier plus avant sa position sur les questions de compétences relatives au tarif et a demandé que la directive 5 de l'ordonnance 7/03 soit modifiée de manière à reporter l'obligation de déposer une demande visant l'approbation du tarif.

La Régie a fait savoir qu'elle estimait toujours que sa sphère de compétences et ses obligations concernant les tarifs d'Hydro-Manitoba découlaient de la *Loi sur l'examen*

public des activités des corporations de la Couronne et l'obligation redditionnelle de celles-ci. Étant donné qu'il s'agit d'un tarif applicable au service de transport de l'électricité, la Régie a jugé qu'Hydro-Manitoba devait obtenir son approbation. Elle a donc rejeté la demande de modification de la directive 5 figurant dans l'ordonnance 7/03, qui visait à modifier la date de dépôt du 30 juin 2003 au 31 décembre 2003.

Date de dépôt des rapports sur les tarifs progressifs, le moment de l'usage du service et l'énergie éolienne

Les directives 6(d), 6(f) et 6(i) de l'ordonnance 7/03 enjoignaient à Hydro-Manitoba de présenter l'information suivante à la Régie d'ici le 31 décembre 2003 :

6(d) une étude sur le bien-fondé de l'établissement d'une structure tarifaire progressive pour toutes les catégories de clients;

6(f) une étude sur l'application aux catégories du service général de tarifs liés au moment de l'usage du service, qui varieraient selon la saison, la semaine, le jour ou l'heure à laquelle l'électricité est consommée;

6(i) l'examen de l'utilisation possible d'énergie éolienne dans des collectivités isolées alimentées par générateur diesel et le dépôt connexe d'un rapport devant la Régie.

Hydro-Manitoba a demandé que les directives 6(d), 6(f) et 6(i) soient modifiées de manière à autoriser un report du 31 décembre 2003 au 31 décembre 2004 de la date de dépôt des études consacrées aux tarifs progressifs, à la tarification selon le moment de l'utilisation et à l'énergie éolienne. Hydro-Manitoba a présenté de nouvelles preuves qui semblent indiquer que la qualité des études serait meilleure si la Régie acceptait de reporter les dates de dépôt jusqu'au 31 décembre 2004, ce qui permettrait à Hydro-Manitoba de rassembler des données plus complètes.

La Régie a approuvé la demande d'Hydro-Manitoba visant à modifier les directives 6(d), 6(f) et 6(i) de l'ordonnance 7/03 en changeant du 31 décembre 2003 au 31 décembre 2004 la date de dépôt des études sur les tarifs progressifs, la tarification selon le moment de l'utilisation et l'énergie éolienne.

Études sur les coûts du service

La directive 8 de l'ordonnance 7/03 enjoignait à Hydro-Manitoba de présenter d'ici le 30 septembre 2003 des études sur les coûts réels et prospectifs du service.

Hydro-Manitoba a demandé que la directive 8 soit modifiée en reportant du 30 septembre 2003 au 31 décembre 2003 la date de dépôt de l'étude sur les coûts du service.

La Régie a approuvé la demande d'Hydro-Manitoba visant à modifier l'ordonnance 7/03 en changeant du 30 septembre 2003 au 31 décembre 2003 la date de dépôt des études sur les coûts réels et prospectifs du service. Ce délai permettra à Hydro-Manitoba d'utiliser les données réelles de 2002-2003,

ainsi que les projections financières intégrées les plus récentes et les données sur le territoire qui était desservi par l'ancienne Winnipeg Hydro.

Méthode de répartition des revenus net des exportations

La directive 7 de l'ordonnance 7/03 rejetait la méthode concernant les études sur les coûts du service proposée par Hydro-Manitoba, qui prévoyait notamment de répartir les revenus nets des exportations entre les catégories de clients en fonction du total des coûts alloués, y compris les coûts de distribution, et continuait de soutenir la méthode de répartition établie dans l'ordonnance 51/96, qui divisait les revenus nets des exportations selon les coûts de production et de transport uniquement.

Hydro-Manitoba a demandé que la Régie modifie la directive 7 de l'ordonnance 7/03 afin de lui permettre d'étudier plus avant les options de répartition des revenus nets des exportations et de présenter ces options à la Régie pour examen.

La Régie a approuvé la demande Hydro-Manitoba en demandant à la compagnie de lui soumettre une étude des options en matière de répartition des revenus nets des exportations et de leur incidence sur les catégories de clients. L'étude devait être déposée pour examen devant la Régie au plus tard le 31 décembre 2003, avec les études demandées sur les coûts du service.

Détermination des revenus nets des exportations

Les directives 8(c) et 8(d) de l'ordonnance 7/03 enjoignaient à Hydro-Manitoba de présenter des études sur les coûts du service qui reflétaient la création de deux catégories : Exportations fermes et Possibilités d'exportations.

Hydro-Manitoba a demandé que la Régie modifie les directives 8(c) et (d) et reporte l'application de la directive sur la création d'une ou de plusieurs catégories liées à l'exportation jusqu'à ce qu'Hydro-Manitoba puisse étudier plus à fond ce dossier et présenter les résultats d'un tel examen à la Régie pour obtenir des instructions supplémentaires. Hydro-Manitoba a indiqué que l'étude devrait être achevée le 31 décembre 2003.

La Régie était d'avis que l'on manquait d'information du domaine public concernant l'incidence des coûts et des revenus des exportations sur les catégories de clients. Compte tenu de l'ampleur de ces revenus et de ces coûts, la Régie continuait de s'inquiéter de la possibilité que des coûts directs et indirects relatifs à l'électricité exportée soient imputés de manière inappropriée à d'autres clients. La Régie n'a entendu aucun argument qui atténuerait ces préoccupations.

La Régie a fait état des observations de l'ACC-MSOS selon lesquelles, « en théorie, la création d'une catégorie pour l'exportation aiderait à déterminer si les investissements réalisés par Hydro-Manitoba pour soutenir les exportations ont réellement bénéficié aux clients. » Comme l'a établi le MIPUG, la Régie désirait également continuer d'étudier « ... si la mise en place d'une catégorie de

clients pour l'exportation se justifie ». Au cours de l'audience, Hydro-Manitoba a fait savoir à la Régie que la création d'une catégorie de ce genre était possible et pratique. La Régie a reconnu que, à l'évidence, ce n'était pas l'option préférée de ces parties.

La Régie comprend les préoccupations d'Hydro-Manitoba, selon laquelle le transfert des bénéfices tirés des exportations aux catégories de clients peut provoquer une baisse des tarifs en deçà des coûts marginaux à court terme. La Régie est convaincue qu'Hydro-Manitoba peut mettre au point une méthode pour établir et répartir les coûts relatifs aux revenus tirés des exportations.

La Régie a précisé que la demande faite dans l'ordonnance 7/03 pour que les études sur les coûts du service comprennent des catégories Exportations fermes et Possibilités d'exportations ne visait pas à établir une nouvelle catégorie tarifaire, mais à étudier d'autres démarches grâce auxquelles on pourrait déterminer les revenus et les coûts liés à l'électricité exportée et, en fin de compte, à faciliter un établissement des tarifs qui soit juste et équitable pour les clients intérieurs.

La Régie a approuvé la demande d'Hydro-Manitoba de manière à ce que la compagnie puisse étudier plus avant la création possible d'une ou de plusieurs catégories de clients pour l'exportation et présenter les résultats à la Régie (avec des recommandations, les répercussions financières et l'information complémentaire sur le coût du service) d'ici le 31 décembre 2003.

Dates de dépôt

Par cette ordonnance, la Régie a imposé plusieurs dates de dépôt pour les études et d'autres sujets. La plupart de ces dates avaient été demandées par Hydro-Manitoba. La Régie a reconnu que certaines des dates de dépôt établies pourraient ne plus être réalistes compte tenu du long délai nécessaire au traitement de la demande. La Régie a également pris acte du fait qu'Hydro-Manitoba avait d'autres dossiers à son programme de réglementation. La Régie s'attendait à ce qu'Hydro-Manitoba lui fasse savoir si les dates de dépôt stipulées dans cette ordonnance étaient réalisables et, dans la négative, de recommander des dates de dépôt plus réalistes.

Programme de réduction des tarifs

Hydro-Manitoba a présenté une demande visant l'approbation d'un nouveau Programme de réduction des tarifs (PRT) qui remplacerait le Programme de réduction du service (PRS) existant. Ce dernier, qui devait initialement parvenir à son terme le 30 novembre 2001, avait été prorogé jusqu'au 28 février 2002 par l'ordonnance 150/01, puis par l'ordonnance ex parte 55/02. Hydro-Manitoba a proposé que le nouveau PRT ait une durée relativement limitée, jusqu'au 30 novembre 2003, en raison de l'incidence inconnue de l'obligation du MISO relativement aux réserves et de la valeur de celles-ci.

Le PRT permet à Hydro-Manitoba de réduire une portion de la charge de pointe des clients industriels importants en échange de tarifs réduits sur cette même portion de la charge lorsque celle-ci n'a pas été réduite. L'objectif du PRT est de réduire les charges

électriques pendant des périodes déterminées, lorsque l'ensemble du réseau d'électricité est utilisé à sa capacité maximale. Dans le cadre du programme de gestion de la demande d'électricité, le PRT réduit la charge de pointe d'Hydro-Manitoba et aide à préserver les réserves essentielles de puissance énergétique nécessaires pour les activités intérieures et pour les exportations.

À ce moment-là, les clients avaient à leur disposition neuf options de réduction des tarifs, selon la durée et l'avis de la réduction ainsi que le tarif. Trois clients se sont ensuite inscrits au programme, la charge totale ainsi inscrite se situant aux alentours de 100 MW. En 2001, les deux clients qui étaient inscrits au programme ont économisé 1,96 M$ et 380 000 $ respectivement. Le PRT proposé offrirait cinq options de réduction des tarifs aux abonnés.

Dans le cadre du PRT proposé, l'applicabilité des réductions a été modifiée pour la limiter aux seules circonstances nécessaires pour garantir la fiabilité du réseau et le respect des obligations visant à maintenir les réserves pour l'exploitation. Aucune réduction ne devait être appliquée pour permettra à Hydro-Manitoba de réaliser des ventes à valeur élevée; des réductions pouvaient cependant être effectuées pour des ventes fermes à l'exportation. Par ailleurs, des réductions pourraient être accordées en cas d'erreurs de prévisions, de pertes d'installations et de restauration des réserves d'exploitation. Les réductions ne seraient pas utilisées pour l'écrêtement de la demande de pointe. En 2001, la quasi-totalité des réductions (26 sur un total de 29) avaient été exécutées pour l'écrêtement des pointes et la réduction des importations. Étant donné que ces deux motifs ne sont plus invoqués pour de nouvelles réductions, Hydro-Manitoba ne s'attendait qu'à deux ou trois réductions par an dans le cadre du nouveau programme, bien qu'un plafond de 3 à 18 possibilités de réduction par an seraient en place selon l'option choisie.

L'analyse de rentabilité financière du PRT reposait sur l'inscription annuelle de 150 MW représentant des économies de 4,3 M$ pour les clients. Environ 1 M$ était attribuable à des avantages facilement quantifiables et le reste (3,3 M$) correspondait à des avantages liés à la fiabilité qui étaient difficilement quantifiables selon les témoins d'Hydro-Manitoba. En 1998 (ordonnance 153/98), Hydro-Manitoba avait présenté une demande à la Régie visant à modifier et à prolonger le Programme de réduction du service. À cette époque, Hydro-Manitoba avait indiqué que la prorogation du PRT pendant 10 ans mènerait à des économies de 10,4 M$ pour les contribuables. Compte tenu de l'effet composé, ce montant augmenterait jusqu'à 26 M$ sur la période de 10 ans. Lors de l'audience de suivi, Hydro-Manitoba n'a pu fournir aucune preuve tangible de l'atteinte de ces bénéfices depuis 1998; elle a souligné que, de par leur nature même, les bénéfices du programme étaient très difficiles à quantifier et que, compte tenu des événements qui s'étaient produits entre temps, il était presque impossible de retracer les prises de décisions en fonction des circonstances du moment.

Le PRT proposé avait une réduction de référence dont le pourcentage variait selon chaque option du programme. Antérieurement, les avantages étaient

calculés à partir des valeurs des coûts marginaux liées à la puissance. Selon les estimations, l'avantage de la réduction de la puissance au cours de la période hivernale de pointe découlait de la capacité d'améliorer la fiabilité et de reporter ainsi l'échéance des besoins en matière de ressources; pour l'été, l'avantage consistait en des hausses de revenus correspondant aux ventes fermes de puissance à court terme. Auparavant, la réduction de référence variait tous les mois en fonction du taux de change entre les devises américaine et canadienne.

Au cours de l'audience de suivi, Hydro-Manitoba a demandé un taux fixe de réduction de référence de 2,75 $/kW par mois, qui serait ajusté chaque année en fonction de l'Indice des prix à la consommation. Hydro-Manitoba a modifié la méthode de calcul de la réduction de référence, car elle estime désormais que les coûts marginaux constituent de l'information commercialement sensible, et l'établissement d'une valeur a été difficile. Hydro-Manitoba a tenté d'établir, en faisant preuve d'un jugement raisonnable, la valeur minimale qu'elle estime nécessaire pour attirer un volume suffisant de charge inscrite et assurer ainsi le bon fonctionnement du programme, dans l'espoir que la charge serait disponible à long terme, où l'on s'attend à des valeurs plus élevées de la puissance pour Hydro-Manitoba. La compagnie a ainsi proposé d'attribuer à la réduction de référence une valeur raisonnablement proportionnelle à une autre source de puissance de moindre coût, à savoir une turbine de combustion au gaz naturel. Dans ce cas, à 2,75 $/kW, la réduction de référence représentait environ 42 % du coût actualisé de la turbine à combustion.

L'ordonnance 159/03 du 31 octobre 2003 approuvait les modalités de service du PRT.

Programme d'énergie excédentaire

Le 25 octobre 1999, Hydro-Manitoba demandait à la Régie de mettre en place le Programme d'énergie excédentaire (PEE) visant à remplacer les programmes existants (Industrial Surplus Energy, Dual Fuel Heating et Surplus Energy Services to Self-Generators). Le PEE est conçu de manière à permettre aux clients admissibles d'accéder à l'énergie excédentaire à des conditions relativement semblables à celles accordées aux clients d'exportation. Le PEE tient raisonnablement compte des questions clés relatives à l'établissement du tarif que sont l'équité et le recouvrement des coûts.

Tout au long de l'année 2002, la Régie a émis des ordonnances provisoires ex parte approuvant les tarifs hebdomadaires du marché au comptant relevant du Programme d'énergie excédentaire.

Le 2 décembre 2002, Hydro-Manitoba a demandé à la Régie la permission d'augmenter certains tarifs imposés dans les localités alimentées par générateur diesel à compter du 1er avril 2003. Hydro-Manitoba voulait augmenter les tarifs s'appliquant au groupe de queue des clients du service général et des clients résidentiels (clients à plein tarif), ainsi qu'à tous ses clients du gouvernement. Parmi les localités touchées, mentionnons Brochet, Lac Brochet, Shamattawa et Tadoule Lake.

La demande sera entendue en 2004.

SOCIÉTÉ D'ASSURANCE PUBLIQUE DU MANITOBA

La Société d'assurance publique du Manitoba, une société d'État provinciale, est entrée en activité en 1971. Les objectifs de la Société sont demeurés inchangés depuis sa création : fonctionner de manière autonome du point de vue financier; proposer une assurance obligatoire et universelle; reverser sous la forme d'indemnités au moins 86 % des recettes tirées des primes; fonctionner à un coût inférieur à celui des assureurs privés; proposer des tarifs inférieurs à ceux des assureurs privés; offrir une couverture comparable ou supérieure à celle d'autres provinces; rendre les services d'assurances facilement accessibles aux Manitobains et Manitobaines; investir considérablement au Manitoba et obtenir un rendement comparable à celui perçu par les assureurs privés; exécuter des programmes de sécurité routière.

Environ 1 000 demandes de règlement par jour sont présentées à la Société, qui a plus de 800 000 polices en vigueur. La Société fournit des indemnités sans égard à la faute aux titulaires de ses polices et aux victimes d'accidents de véhicules automobiles, et quelque 15 000 réclamations pour blessures corporelles sont déposées chaque année. Au 31 mars 2003, la Société a déclaré un actif total de 1,5 milliard de dollars (G$), dont 1,26 G$ d'investissements.

Le 18 juin 2003, la Société d'assurance publique du Manitoba (SAPM) a soumis à la Régie des services publics (la Régie) une demande d'approbation des primes qu'elle comptait exiger pour l'assurance obligatoire du conducteur et du véhicule (assurance de base) du 1er mars 2004 au 28 février 2005 (exercice 2005).

La SAPM demandait une augmentation de 2,5 % des recettes globales tirées des primes de véhicules. Cette demande reflétait une perte nette prévue (et révisée) de 1,3 millions de dollars (M$) pour l'exercice se terminant le 29 février 2004 (exercice 2004) et prévoyait une perte de 13,8 M$ dans l'exercice 2005. Les prévisions de la SAPM montraient que les augmentations de tarifs jugées nécessaires en fonction des calculs actuariels étaient de 4,3 % dans l'exercice 2005, de 1,2 % en 2006 et de 0,4 % en 2007. Compte tenu de la fluctuation des modifications des tarifs indiquées pour chacun de ces trois exercices, la SAPM proposait dans cette demande d'uniformiser la hausse tarifaire en appliquant une augmentation de 2,5 %, avec l'intention de solliciter à l'avenir des hausses semblables pour chacun des deux exercices suivants, dans la mesure où les prévisions actuelles se confirmeraient. La SAPM soutenait qu'une telle démarche était possible en raison de sa position monopolistique et de son engagement à long terme à la stabilité des tarifs.

La SAPM n'a demandé aucun changement des primes d'assurance applicables au permis de conduire, des frais de gestion et de transaction ou des frais de permis et de certificat.

Selon les prévisions, les recettes tirées des primes dans l'exercice 2004 seraient de 523,4 M$. Avec la hausse tarifaire proposée de 2,5 % pour 2005, les recettes tirées des primes devaient augmenter de 32,1 M$ pour atteindre 555,5 M$. La SAPM a pris comme hypothèse un facteur de modernisation des véhicules de 3,5 % et un accroissement du parc de véhicules de 1 %. La Régie a jugé ces hypothèses raisonnables.

La méthode de prévision des réclamations de la SAPM n'a pas changé par rapport à celle utilisée l'an dernier. Selon les prévisions

financières de la Société, le coût des réclamations de l'exercice 2004 devrait atteindre 470,8 millions de dollars, avec une hausse prévue des coûts de 41,5 M$ qui les ferait atteindre 512,2 M$ en 2005. Les réclamations pour dommages matériels devaient selon les estimations s'accroître de 19,1 M$, dont 13,7 M$ seraient attribuables à la hausse des coûts des réclamations relatives à l'assurance-collision. Les indemnités d'accident et le paiement des indemnités hebdomadaires dans le cadre du Régime de protection contre les préjudices corporels devaient augmenter d'environ 21,1 M$ pour atteindre 210,5 M$ en 2005. Les frais de sinistres, les coûts d'exploitation et autres dépenses, les commissions et l'impôt sur les primes devaient augmenter d'environ 6,9 %.

La Régie a conclu que la SAPM continuait de faire preuve d'un degré raisonnable d'exactitude à long terme dans ses prévisions. Toutefois, la Régie s'inquiétait des écarts importants entre les réclamations prévues et réelles déposées en 2002, où les chiffres réels ont dépassé les prévisions de 45,4 M$ (10,5 %). En 2003, le total des réclamations a été de 26,9 M$ (5,8 %) supérieur aux prévisions. La Régie a fait remarquer que même si les chiffres enregistrés sur ces deux années ne suffisent peut-être pas pour conclure à un changement permanent des tendances, certains nouveaux facteurs pourraient contribuer à une hausse future des coûts liés aux réclamations. Par ailleurs, les revenus de placement, qui servent à compenser les pertes techniques des activités d'assurance, ont selon les estimations diminué pour passer de 62,2 M$ à 44,1 M$ en 2003. La SAPM a prévu des revenus de placement de 61,5 M$ en 2004, qui grimperaient jusqu'à 67,3 M$ en 2005.

Selon la fréquence supposée des pertes importantes, la Régie s'inquiétait du fait qu'une mise à jour des résultats d'exploitation pour l'exercice 2004 déposée au cours de l'audience puisse indiquer un nouvel accroissement du montant des réclamations allant de 23,3 M$ à 43,6 M$. La Régie a souligné que tout accroissement dans ce sens aurait une incidence négative directe sur la perte nette de 1,3 M$ actuellement prévue pour 2004.

Étant donné que la SAPM prévoit dans sa demande tarifaire générale une perte nette de 13,8 M$ pour l'exercice 2005, la Régie a réitéré sa position exprimée antérieurement selon laquelle la SAPM devrait tenter pour le moins d'atteindre dans ses prévisions le seuil de rentabilité pour l'exercice visé dans la demande. Compte tenu de l'incertitude propre aux prévisions, l'atteinte du seuil de rentabilité ne signifie pas nécessairement que le bénéfice net sera nul. La Régie considérait néanmoins que la perte nette prévue de 13,8 M$ pour 2005 s'écartait trop du seuil de rentabilité.

La Régie a jugé inappropriée la proposition de la SAPM visant à uniformiser les hausses tarifaires au cours des prochaines années, car les coûts imputables aux réclamations actuelles seraient payés par les contribuables futures. Compte tenu de la hausse récente des réclamations déposées et de la volatilité actuelle des revenus de placement, la Régie a conclu que la demande de hausse de 2,5 % de la SAPM exposait indûment les conducteurs du Manitoba à des augmentations plus importantes à l'avenir pour compenser la

hausse soutenue des coûts liés aux réclamations et le tarissement accéléré de la Réserve de stabilisation des tarifs (RST). Comme l'indiquait la Régie à l'occasion de demandes tarifaires générales précédentes, la fourchette cible appropriée pour la RST relativement à l'établissement des tarifs se situe entre 50 M$ et 80 M$. Le conseil d'administration de la SAPM estime pour sa part que cette fourchette devait se chiffrer entre 80 M$ et 100 M$ et qu'il était déterminé à transférer vers la RST de base les fonds dépassant certaines limites de bénéfices non répartis dans les postes des services de garanties supplémentaires et des services de garanties supplémentaires pour risques spéciaux (SGPP) de la SAPM. Le transfert en provenance du SGPP se chiffrait à 4,0 M$ pour l'exercice 2004 et était prévu à 1,6 M$ en 2005, même si la SAPM avait prévu un transfert du SGPP de 3,0 M$ dans sa demande tarifaire générale de l'an dernier. En cas d'approbation des tarifs proposés, le total prévu de la RST serait de 38,2 M$ en 2004 et baisserait ensuite jusqu'à 25,9 M$ en 2005, ces deux totaux étant très inférieurs à l'objectif minimum de 50 M$ établi par la Régie.

La SAPM a fait savoir que la hausse jugée nécessaire en fonction des calculs actuariels pour 2005 était de 4,3 %, en se fondant sur un Indice des prix à la consommation (IPC) de 3,0 %. Même si cet IPC était raisonnable au moment du dépôt de la demande tarifaire, la Régie l'a plus tard jugé excessif. Elle a indiqué que des prévisions récentes du gouverneur de la Banque du Canada et plusieurs prévisions consensuelles indiquaient qu'un IPC de 2 % était plus probable. À partir de cette hypothèse de 2 %, la Régie a estimé qu'une hausse de 3,7 % des recettes tirées des primes donnerait à la SAPM une meilleure chance d'atteindre le seuil de rentabilité en 2005. Elle empêcherait également toute nouvelle détérioration du niveau actuel de la RST. La Régie a enjoint à la SAPM de présenter une version révisée de ses barèmes tarifaires et des documents connexes, en particulier les effets sur les catégories principales de véhicules, en fonction d'une hausse de 3,7 % du total des recettes tirées des primes d'assurance-automobile pendant l'exercice 2005.

À l'audience, une preuve a été présentée relativement à l'adoption possible d'un mécanisme de transfert des pertes comme solution de remplacement à la méthode utilisée par la SAPM pour calculer le montant des primes à partir des coûts attribués aux catégories principales de véhicules, quelle que soit la faute. Après avoir étudier les questions liées à l'adoption d'un modèle de transfert des pertes, la Régie a déterminé qu'il n'existait aucune raison convaincante d'abandonner le système actuel d'attribution des coûts en fonction de la première partie pour passer à un modèle de transfert des pertes.

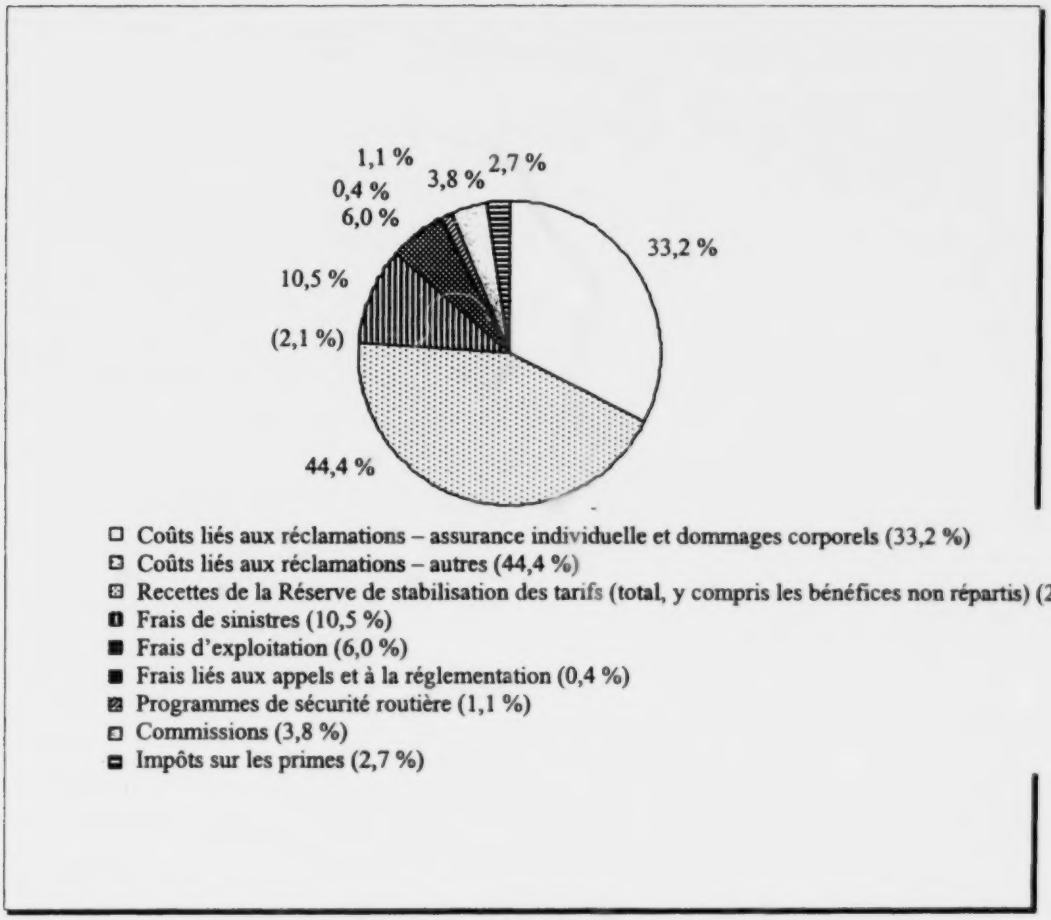
La Régie s'inquiétait de l'ampleur des hausses tarifaires nécessaires qui ont été appliquées dans la catégorie « Motocyclettes » au cours des dix dernières années. Malgré des augmentations annuelles d'environ 15 % dans cette catégorie pendant cette période, les tarifs actuels applicables aux motocyclettes demeurent très inférieurs aux niveaux indiqués à partir des calculs actuariels. Cela est principalement lié à des pertes importantes dans cette catégorie. La Régie

n'était pas convaincue que les coûts et les dépenses liés aux réclamations et payés aux membres d'une catégorie principale quelle qu'elle soit (ou en leur nom) devaient être assumés par les membres d'autres catégories. La SAPM et la Régie désirent mettre fin au financement de la catégorie « Motocyclettes » par d'autres catégories.

Au lieu d'apporter des révisions fondées sur l'expérience à la catégorie « Motocyclettes » en 2005, la SAPM avait décidé de combiner les hausses tarifaires conformément aux exigences découlant des calculs actuariels, tout en établissant à 30 % le plafond de la hausse applicable à un même groupe tarifaire. La Régie a cependant abaissé ce plafond à 20 %, ce qui se traduira par une hausse globale moyenne de 14,91 % des primes applicables aux motocyclettes au lieu du taux de 19,93 % initialement proposé par la SAPM.

La Régie a étudié un rapport sur le programme de sécurité routière de la SAPM ainsi que les recommandations de plusieurs intervenants en réponse à ce rapport. La Régie a été encouragée par les réponses reçues et a indiqué qu'elle aimerait voir tous les intervenants promouvoir activement dans leur domaine respectif des progrès en matière de sécurité routière, ce qui aurait au bout du compte pour effet de réduire les coûts de l'assurance pour les conducteurs du Manitoba.

FIGURE 3

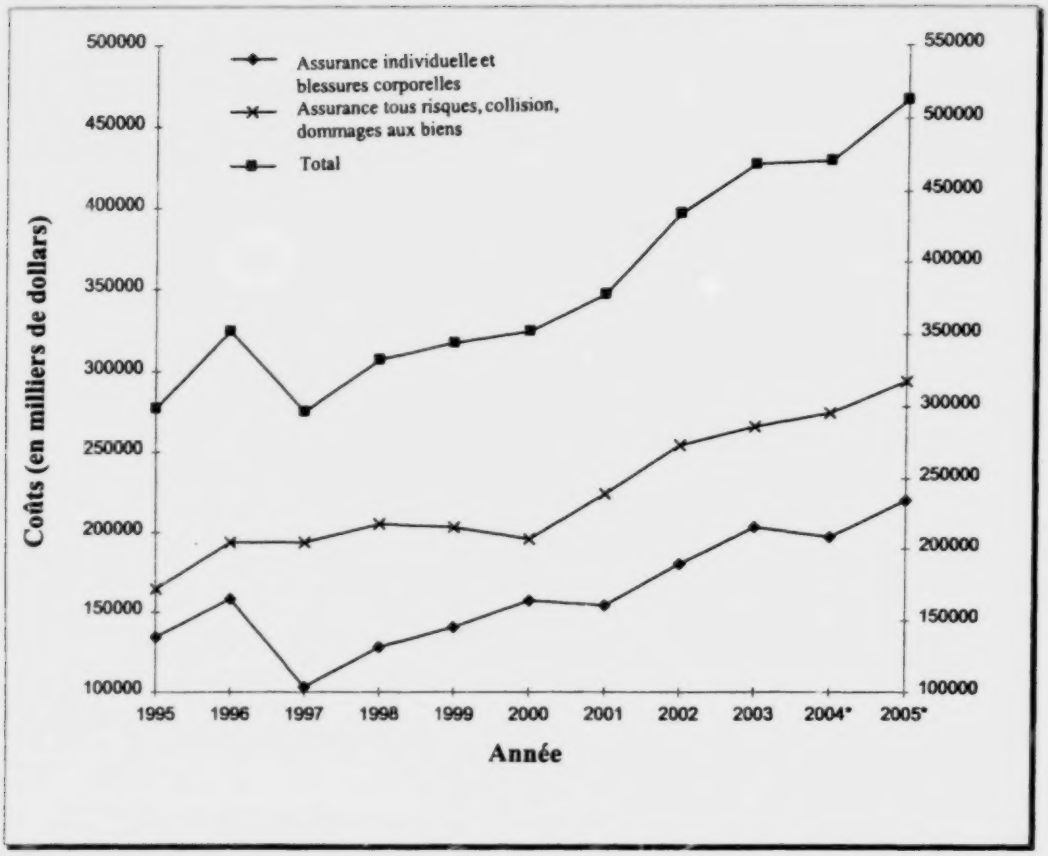


EXERCICE 2004-2005
(estimé au moyen de la méthode des prévisions financières)

RÉPARTITION DES REVENUS NETS
ASSURANCE DE BASE

Société d'assurance publique du Manitoba

FIGURE 4



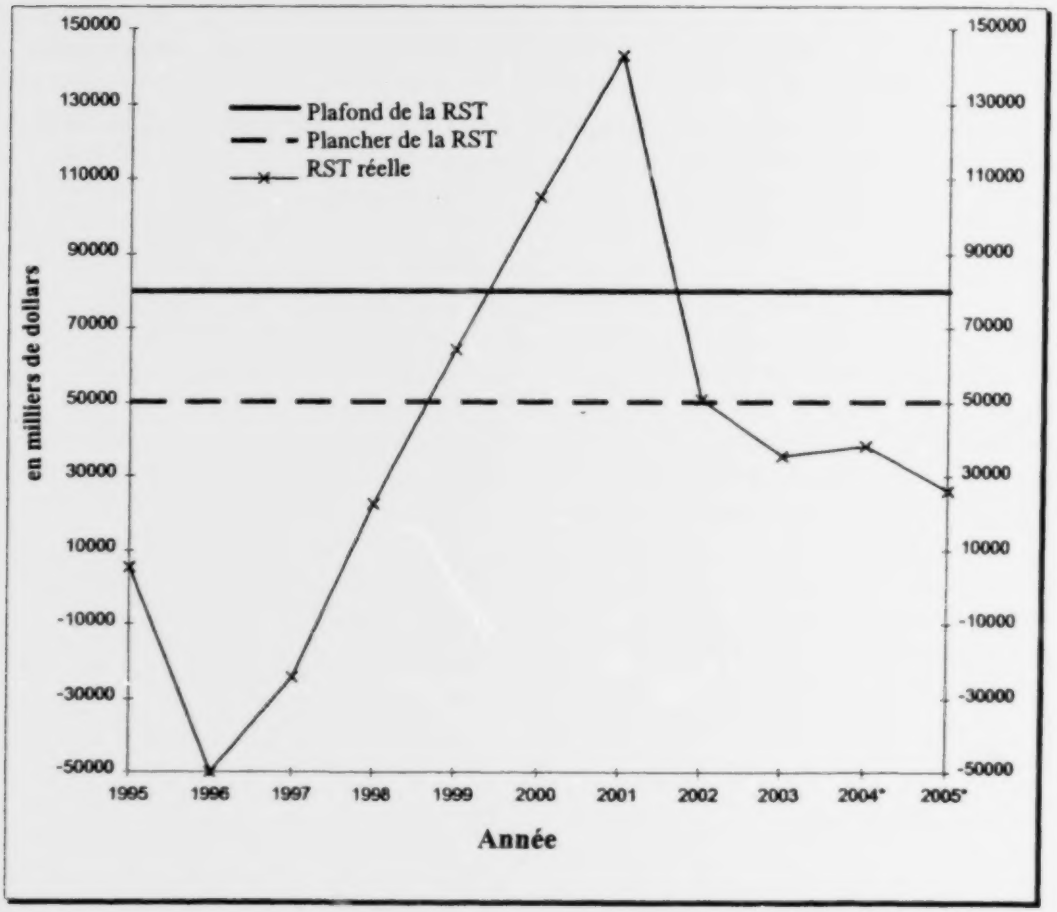
SOCIÉTÉ D'ASSURANCE PUBLIQUE DU MANITOBA
COÛTS IMPUTABLES AUX RÉCLAMATIONS

Assurance de base

Exercice se terminant le 28 février

FIGURE 5

SOCIÉTÉ D'ASSURANCE PUBLIQUE DU MANITOBA
RÉSERVE DE STABILISATION DES TARIFS DE BASE



Plafond de 80 000 $ et plancher de 50 000 $ établis pour la RST
et approuvés par la Régie des services publics

Exercice se terminant le 28 février

LOI SUR LES MUNICIPALITÉS

SERVICES D'EAU ET D'ÉGOUT

La Régie a rendu au total 63 ordonnances concernant des demandes qui lui ont été soumises par des autorités municipales locales. Ces ordonnances se répartissent comme suit :

i) 42 ordonnances ayant trait aux demandes d'approbation et d'autorisation concernant les méthodes de recouvrement relatives aux déficits d'exploitation;

ii) 21 ordonnances ayant trait à des demandes de révision, de modification ou d'établissement de tarifs. Les lignes directrices que la Régie a rédigées et transmises aux autorités locales ont été appliquées dans la mesure du possible afin de faciliter l'établissement de la structure tarifaire et d'assurer un revenu suffisant pour couvrir les frais d'exploitation normalement prévus, plus une réserve adéquate pour éventualités. Les demandes ont été traitées dans le cadre d'audiences publiques ou par avis à retourner. Dans tous les cas, les municipalités et les clients concernés des services d'eau et d'égout ont reçu un avis suffisant.

Le personnel de la Régie a aidé les municipalités requérantes et d'autres parties qui envisageaient des modifications et qui voulaient qu'on les aide à préparer leur demande, diminuant ainsi les frais encourus par les municipalités pour la production d'un rapport. Le personnel de la Régie a rencontré les représentants municipaux pour s'assurer que les demandes étaient déposées selon le modèle prescrit par la Régie, et ce, conformément à la loi. Dans la plupart des cas, ces demandes exigeaient la préparation d'études des tarifs et des audiences publiques ont eu lieu dans les municipalités requérantes au besoin.

LOI SUR LA PROTECTION DES VOIES PUBLIQUES

Conformément à l'article 21 de la *Loi sur la protection des voies publiques*, la Régie est l'organisme d'appel des décisions du Conseil routier en ce qui a trait aux demandes de permis relatifs au changement d'usage d'une promenade à accès, au déplacement d'une promenade à accès ou à la construction d'une promenade à accès sur une route à accès limité, de même qu'aux demandes de permis relatifs à l'érection d'une construction à l'intérieur des lignes de contrôle d'une route à accès limité.

En 2003, la Régie a tenu six audiences. Quatre des requérants s'étaient vus refuser par le Conseil routier l'accès à une route provinciale à grande circulation, et leurs demandes d'appel ont été rejetées par la Régie. Un cinquième requérant s'était vu accorder le droit d'accès par le Conseil routier, mais la demande d'accès a finalement été rejetée à la suite d'un appel déposé par le ministère des Transports. Le sixième appel concernait la mise en place sur une structure d'affichage existante d'un panneau électronique dont le message changeait fréquemment. Cette demande a été rejetée par la Régie, qui a jugé que cette structure représentait un risque pour la sécurité des conducteurs.

LOI SUR LES ARRANGEMENTS PRÉALABLES DE SERVICES DE POMPES FUNÈBRES

Conformément à la *Loi sur les arrangements préalables de services de pompes funèbres*, la Régie a la responsabilité d'octroyer des permis aux sociétés qui vendent des plans de préarrangements funéraires et d'examiner si les activités de ces entreprises sont conformes aux conditions prescrites par la *Loi*.

En 2003, la Régie a procédé à 23 renouvellements de permis. Elle a pris acte de 16 demandes de révision des frais de gestion.

La Régie continue d'examiner les rapports annuels déposés par les titulaires de permis et leurs fiduciaires, rapports portant sur les plans de préarrangements funéraires vendus et sur les fonds prévus au contrat détenus en fiducie.

LOI SUR LES CIMETIÈRES

Conformément à la Partie III de la *Loi sur les cimetières*, la Régie examine les demandes des propriétaires de cimetières, de columbariums et de mausolées exploités en vue de faire un profit ou, lorsqu'ils ne sont pas exploités à cette fin, pour lesquels plus de 15 emplacements ont été vendus au cours d'une année quelconque, et délivre des permis à ces propriétaires. Les cimetières qui appartiennent à des congrégations religieuses ou à des municipalités ne sont pas tenus d'obtenir un permis de la Régie.

Conformément à la Partie II de la *Loi*, la Régie approuve les plans de construction de crématoires et délivre les permis en autorisant l'exploitation.

Au cours de l'année, la Régie a renouvelé les permis d'exploitation de 11 cimetières, de 31 columbariums, de 5 mausolées et de 13 crématoires, et elle a délivré de nouveaux permis pour l'exploitation de 1 columbarium et de 2 crématoires.

Elle a délivré 83 permis et autorisé un transfert de permis en vue de vendre des services de cimetières. Ces permis ont été délivrés soit aux propriétaires, soit aux employés préposés aux ventes. De plus, 10 demandes de révision des barèmes tarifaires relatifs aux espaces, aux matériaux et aux services ont été autorisées, de même que 3 demandes concernant des droits initiaux.

La Régie continue de superviser le respect par les titulaires de permis de leurs obligations en ce qui concerne les fonds d'entretien perpétuel recueillis et déposés dans des fonds en fiducie par les fiduciaires autorisés conformément à la *Loi sur les cimetières*.